

Einsatz eines Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-
Systems zum netzstabilisierenden Anschluss von Offshore-
Windparks an das Elektroenergiesystem

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur (Dr.-Ing.)

vorgelegt der

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

der Technischen Universität Ilmenau

von Dipl.-Ing. Yanyun Ma

geboren am 27.06.1982 in Shanghai

vorgelegt am: 12.11.2012

Gutachter: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Jürgen Petzoldt

2. Prof. Dr.-Ing. Harald Weber

3. Dr.-Ing. Lijun Cai

Verteidigung am: 04.02.2013

urn: nbn: de: gbv: ilm1-2013000070

Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Bei der Auswahl und Auswertung folgenden Materials haben mir die nachstehend aufgeführten Personen in der jeweils beschriebenen Weise unentgeltlich geholfen:

1. Dr.-Ing. Thomas Ellinger
2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Wolfgang Gens.

Weitere Personen waren an der inhaltlich-materiellen Erstellung der vorliegenden Arbeit nicht beteiligt. Insbesondere habe ich hierfür nicht die entgeltliche Hilfe von Vermittlungs-bzw. Beratungsdiensten (Promotionsberater oder anderer Personen) in Anspruch genommen. Niemand hat von mir unmittelbar oder mittelbar geldwerte Leistungen für Arbeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalt der vorgelegten Dissertation stehen.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer Prüfungsbehörde vorgelegt.

Ich bin darauf hingewiesen worden, dass die Unrichtigkeit der vorstehenden Erklärung als Täuschungsversuch angesehen wird und den erfolglosen Abbruch des Promotionsverfahrens zur Folge hat.

Yanyun Ma

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meines Promotionsstudiums im Fachgebiet Leistungselektronik und Steuerungen in der Elektroenergietechnik an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der TU Ilmenau.

Mein Dank gilt dem Fachgebietsleiter, Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. J. Petzoldt, (TU Ilmenau) für die Gelegenheit und Anregung zur Durchführung dieser Arbeit und für sowohl die fachliche als auch finanzielle Unterstützung.

Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. W. Gens bedanke ich mich für seine Hilfe bei der inhaltlichen Gestaltung und sprachlichen Abfassung der Arbeit. Herrn Dr.-Ing. T. Ellinger danke ich ebenfalls für seine ziel- und lösungsorientierten Vorschläge sowie für seine fachliche Unterstützung.

Mein Dank gilt auch allen Kolleginnen und Kollegen sowie den Studierenden des Fachgebietes Leistungselektronik für das gute Arbeitsklima und viele hilfreiche Diskussionen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. H. Weber und Herrn Dr.-Ing. L. J. Cai danke ich für die Erstellung der Gutachten.

Schließlich möchte ich mich besonders herzlich bei meiner Familie für die Geduld und Unterstützung bedanken.

Kurzfassung

Yanyun Ma:

Einsatz eines Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Systems zum netzstabilisierenden Anschluss von Offshore-Windparks an das Elektroenergiesystem

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zur Einspeisung der elektrischen Energie von Offshore-Windparks an das Elektroenergiesystem (EES). Parallel zu Windparks wird der traditionelle Generator mit dem öffentlichen Netz gebunden. Auf der Basis der vorhandenen Literatur werden Regelungssynthesemethoden für den HGÜ-Wechselrichter vorgeschlagen. Bei Kurzschlussintritt auf der Leitung können Leistungsschwingungen angeregt werden. Diese werden durch den Onshore-Wechselrichter gedämpft. Der Schwerpunkt wird auf die Dämpfung der Leistungsschwingung gelegt.

Die Regelungsstrukturen des Offshore- und Onshore-Wechselrichters sind kaskadenförmig. Zur Regelung der Spannungen an dem Filterkondensator wird eine Kaskadenregelung mit unterlagerter Stromregelung in d-q-Koordinaten vorgeschlagen. Der Wirkstromsollwert der inneren Stromregelung des Onshore-Wechselrichters wird durch die überlagerte Zwischenkreisspannungsregelung bereitgestellt. Durch eine Strombegrenzungsregelung (anti-windup) wird der Wechselrichterschutz realisiert. Zum Schutz der Überspannung der Zwischenkreiskapazität des Onshore-Wechselrichters wird mit einem DC-Chopper ein zusätzlicher Strompfad geschaffen.

Zur Netzstabilitätsuntersuchung des Energieversorgungssystems wird der gesteuerte Onshore-Wechselrichter der HGÜ als ein paralleles Netzwerkelement betrachtet, mit dessen Hilfe die Wirkleistungsschwankung gedämpft wird.

Wie durch Simulationsergebnisse bewiesen wird, wird die Dämpfung der Leistungsschwingung durch die Wirk- oder Blindleistungseinspeisung vom Onshore-Wechselrichter realisiert.

Abstract

Yanyun Ma:

High-voltage direct current system for connection and its stabilization between offshore wind farms and the electrical power system

This thesis focused on the high-voltage direct current (HVDC) for supply of electrical energy from offshore wind farms to the electrical power system (EPS). Based on the existing literatures, control methods for HVDC inverters are proposed in this thesis to connect wind farms (paralleled to the traditional generator) to the power grid and stabilize the power grid. When short circuit occurs in the network, power oscillation can be excited, which will be attenuated by the onshore inverter. In another words, the stabilization of the network connection is achieved by power oscillation damping.

In the model of this thesis, the control structures of the offshore and onshore inverter are cascaded. In order to control the voltage of capacitor of the offshore inverter, a cascade control is suggested to be used with inner current control in d-q-coordinates. For the inner current control of the onshore inverter, the rated value of the active current is determined by the other DC link voltage regulator. And through a current limit control (anti-windup), the protection of the onshore inverter could be realized. Meanwhile, the DC link capacity of the onshore inverter could be protected by a DC chopper to avoid overload.

The controllable onshore inverter of HVDC, which also can be regarded as a paralleled network component, is used to study the energy supply system stability. With the aid of this element, the active power fluctuation is damped.

All of these are proved by simulation results, and the damping of the oscillation power indeed can be realized through the active or reactive power supplied by control of onshore inverter.

Inhaltsverzeichnis

Erklärung	1
Vorwort	2
Kurzfassung	3
Abstract	4
1 Einführung	7
1.1 Stand der Technik und Zielstellung der Arbeit	7
1.2 Gliederung der Arbeit	9
2 Simulationsmodell der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	11
2.1 Windkraftanlage	11
2.2 Seeseitiger Inselnetzwechselrichter(Offshore-Wechselrichter)	12
2.2.1 Regelungsstruktursynthese in synchron umlaufenden Koordinaten für den Offshore-Wechselrichter	12
2.2.2 Regelungsstruktur	16
2.2.3 Regelungsstruktursynthese in Zylinder-Koordinaten	21
2.2.4 Vergrößerung der Spannungsausnutzung durch Injektion der dritten Harmonischen	23
2.3 DC-Kabel	24
2.4 Landseitiger Netzwechselrichter (Onshore-Wechselrichter)	25
2.4.1 Struktur der Phase-locked Loop (PLL)	25
2.4.2 Regelungsstruktursynthese in synchron umlaufenden Koordinaten für den Onshore-Wechselrichter	26
2.4.3 Regelungsstruktur	29
2.5 Reglerparameter	31
2.5.1 Synthese von Regelkreisen	31
3 Schutzmaßnahmen	41
4 Kennlinienverfahren	47
4.1 Theorie	47
4.2 Analyse durch Simulation	49
5 Simulationsergebnisse	53
5.1 Einfache sprungerregte Stromquelle	53
5.2 Gesteuerte Stromquelle mittels Kennlinienverfahren	60
6 Vertiefende Dynamikuntersuchungen im Offshore-Netz	66
6.1 Blindstromsollwertvorgabe durch eine überlagerte Spannungsregelung	69
6.2 Blindstromsollwertvorgabe durch eine überlagerte Blindleistungsregelung	71
6.3 Stabilitätsuntersuchung	73
7 Leistungsdämpfung und Netzstabilität	79
7.1 Prinzip und Modell	80

7.2	Mathematische Beschreibung des Systems	81
7.2.1	Synchrongenerator am starren Netz.....	82
7.2.2	Dynamisches Verhalten mit Wechselrichter.....	85
7.3	Stabilitätsuntersuchung	90
7.3.1	Ljapunow-Funktion	90
7.3.2	Stabilitätsuntersuchung des Energieversorgungssystems.....	91
7.4	Regelungsstrategie	93
7.4.1	Bestimmung der Steuergröße	93
7.4.2	Reglerkonfiguration zur Dämpfung der Leistungsschwankung	94
7.5	Simulationsmodell und Forschungsergebnisse	97
7.5.1	Modellbeschreibung	97
7.5.2	Simulationsergebnisse	99
8	Zusammenfassung und Ausblick	107
9	Anhang	110
9.1	Technische Daten	110
9.1.1	Netz	110
9.1.2	Transformator	110
9.1.3	HVDC-Anlage	112
9.1.4	Seeseitiges Netz	113
9.1.5	Drehstromsynchrongenerator	114
9.1.6	Leitung.....	114
10	Literaturverzeichnis.....	115
11	Verzeichnis der verwendeten Symbole und Abkürzungen	118
11.1	Verzeichnis der verwendeten Symbole.....	118
11.2	Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen	123

1 Einführung

Zurzeit wächst der Elektroenergiebedarf sehr schnell, und die Expansion der Energieübertragung und der Erzeugung wird durch die begrenzte Verfügbarkeit von Ressourcen und die zunehmend strengerem Umweltauflagen eingeschränkt. Damit sind Leistungssysteme heute viel mehr als früher belastet [1], [2]. In der Zukunft wird Energie nicht mehr nur aus traditionellen Kraftwerken kommen, sondern immer häufiger aus Anlagen, die erneuerbare Energie nutzen. Im Zusammenspiel mit den konventionellen Energieerzeugern tragen z.B. Wind- und Photovoltaikanlagen sowie regenerative Kombikraftwerke auf der Basis von Bioenergie erheblich zu einer dauerhaften und sicheren Stromversorgung bei. Um die elektrische Energie verlustarm über weite Strecken zu übertragen oder eine Kopplung asynchroner Wechselstromsysteme zu ermöglichen, steht die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zur Verfügung.

1.1 Stand der Technik und Zielstellung der Arbeit

HGÜ-Konzepte entwickeln sich gegenwärtig von der herkömmlichen Thyristor-basierter HGÜ-Technik zu HGÜ-Umrichtern mit Transistoren (IGBT) und Spannungszwischenkreis bzw. Voltage-Source-Converter (VSC) [3]. In der vorhandenen Technik wird die HGÜ-Anlage häufig für die Kopplung zweier Energiesysteme verwendet [3], [4], [5]. An beiden Enden einer HGÜ-Anlage befinden sich Stromrichterstationen mit den Steuerungsanlagen für die Stromrichter und den Stromrichtertransformatoren. Durch die Transformatoren kann die HGÜ-Anlage zwei Energiesysteme verbinden. Der von einem Energiesystem gleichgerichtete Gleichstrom wird durch die Leitung zur anderen Stromrichterstation übertragen. Dann wird er dort wechselgerichtet und in das andere Energiesystem eingespeist [6]. VSC-HGÜ-Technik kann auch zur Versorgung eines Inselnetzes zur Anbindung von Windparks angewendet werden [3]. Die Windkraftanlagen können durch HGÜ-

Systeme an das öffentliche Netz angebunden werden. Zusätzlich gelingt es damit, die elektrischen Netzeigenschaften zu verbessern [3]. In dieser Arbeit wird die Übertragung der von einem Windpark erzeugten elektrischen Energie durch eine HGÜ ins öffentliche Netz erforscht. Für die Untersuchung einer HGÜ zum Anschluss von Offshore-Windparks kann das in Abbildung 1-1 dargestellte Simulationsmodell verwendet werden.

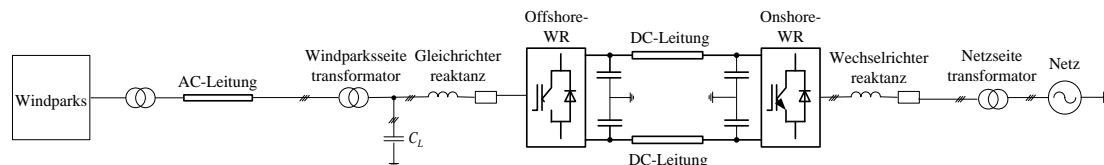


Abbildung 1-1: Topologie einer HGÜ zum Anschluss des Windparks

Windparks werden durch die Transformatoren und AC-Leitung mit dem Offshore-Wechselrichter verbunden. Dies kann als Inselnetz betrachtet werden. Die Regelung für den Offshore-Wechselrichter wurde durch eine Kaskadenregelung durchgeführt, in der die vom Windpark eingespeisten Wirk- und Blindleistungen mit der unterlagerten Stromregelung geregelt wird [7]. Für die Regelung des Onshore-Wechselrichters wurden die d-Komponente des Netzstroms mit der überlagerten Zwischenkreisspannungsregelung und die q-Komponente des Netzstroms mit der überlagerten Netzblindleistung geregelt [7], [8]. In dieser Arbeit wird die Regelung der Filterkondensatorspannung mit unterlagelter Stromregelung für den Offshore-Wechselrichter vorgeschlagen. Die Spannung auf dem Filterkondensator C_L (s. Abbildung 1-1) muss auf den Wert der Transformatorspannung auf der Offshore-Wechselrichterseite geregelt werden. Für die Regelung des Onshore-Wechselrichters wird der Wirkstromsollwert von der überlagerten Zwischenkreisspannungsregelung vorgegeben. Der Blindstromsollwert wird zunächst zu Null gewählt, weil die Bauleistung des Onshore-Wechselrichters möglichst klein gehalten werden soll.

Neben den Erzeugern, die erneuerbare Energie nutzen, werden meistens Regelkraftwerke eingesetzt. In dieser Arbeit wird ein traditionelles Energieversorgungssystem untersucht. Die vom Generator, der z.B. von einer Dampfturbine angetrieben wird, erzeugte elektrische Energie wird zum Netz

eingespeist. Wegen der Netzprobleme wie z.B. Kurzschluss, Blackout usw. ist die Vorbeugung von Netzausfällen immer wichtiger. Ein statischer Blindleistungskompensator (engl. SVC) kann sehr häufig nicht nur zur Blindleistungskompensation in elektrischen Energieübertragungsnetzen, sondern auch zur Dämpfung von Schwingungen im Netz genutzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Kurzschluss in diesem Energieversorgungssystem als Beispiel für den Ausfall modelliert. Dadurch wird die Leistungsschwingung verursacht. Der Onshore-Wechselrichter von der HGÜ übernimmt eine Zusatzfunktion zur Dämpfung der Leistungsschwingung. Damit wird der zur Dämpfung geregelte Wirk- oder Blindstrom als ein extra Sollwert für die Stromregelung des Onshore-Wechselrichters vorgegeben.

1.2 Gliederung der Arbeit

Im Abschnitt 2.1 wird der seeseitige Windpark zuerst durch eine gesteuerte Stromquelle nachgebildet. Das AC-Kabel (150kV, 50km lang) bildet das Windparknetz. Der Offshore-Wechselrichter kann über den Transformator mit der Stromquelle belastet werden. Die Inselnetzspannung wird in einem d-q-Koordinatensystem geregelt. Im Abschnitt 2.2 wird die Regelungsstruktursynthese für den seeseitigen Inselnetzwechselrichter vorgestellt. Landseitig wird der Onshore-Wechselrichter an ein ohmsch-induktives Elektroenergienetz angebunden. Danach wird ein aus 6 π -Glieder simuliertes 300km langes DC-Kabel im Modell zur Kopplung des see- mit dem landseitigen Wechselrichter verwendet. Im Abschnitt 2.4 wird der Netzwechselrichter mit Netzstromregelung und überlagerter Zwischenkreisspannungsregelung nachgebildet und vorgestellt.

Im Kapitel 3 werden die Schutzmaßnahmen vorgestellt. Ein DC-Chopper lässt sich zur Spannungs- bzw. Leistungsbegrenzung im Zwischenkreis nutzen. Die Regelung der Zwischenkreisspannung wird mittels konventioneller Hystereseregulierung durchgeführt. Zum Wechselrichterschutz gehört die Strombegrenzungsregelung. Sie wird mit einem Anti-windup-Algorithmus realisiert.

Statt der einfachen gesteuerten Stromquelle für die Nachbildung des Windparks lässt sich der Windpark noch durch das Kennlinienverfahren nachbilden. Diese Nachbildung wird im Kapitel 4 behandelt. Die Simulationsergebnisse für die beiden unterschiedlichen nachgebildeten Windparks werden im Kapitel 5 dargestellt. Im Kapitel 6 wird für die seeseitigen Windkraftanlagen die Dynamikuntersuchung vertieft.

Kapitel 7 befasst sich mit der Dämpfung der Leistungsschwankungen. Die Stabilitätsuntersuchung des Energieversorgungssystems und die Regelungsstrategie werden vorgestellt. Anschließend werden die Simulationsergebnisse dargestellt.

Die in dieser Arbeit verwendeten Parameter sind im Anhang angegeben.

2 Simulationsmodell der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

2.1 Windkraftanlage

Im Rahmen dieser Studie wird der netzseitige Wechselrichter der Windkraftanlage (WKA) mit dessen inneren Stromregelkreisen durch eine gesteuerte Stromquelle nachgebildet. Die Windenergieerzeugungseinheit besteht aus der gesteuerten Stromquelle und einem Maschinentransformator. Der Wirkstromsollwert i_d wird dabei unter Verwendung der einzuspeisenden Wirkleistung berechnet. Der Blindstrom wird zunächst für die einleitenden Untersuchungen zu Null definiert.

$$p = \frac{3}{2} (u_d \cdot i_d + u_q \cdot i_q) \quad \text{mit} \quad u_q = 0 \quad (2.1)$$

Um eine phasenrichtige Stromeinspeisung zu gewährleisten, wird der Phasenwinkel der offshoreseitigen Netzspannung ständig online durch eine Phase-locked Loop (PLL)-Struktur bestimmt. Die Abbildung 2-1 zeigt dazu eine Übersichtsstruktur. Der Winkel φ_{PLL} wird dabei unter Mitwirkung eines Koordinatentransformators dazu verwendet, eine phasenrichtige Strominjektion in das in natürlichen Koordinaten vorliegende Dreiphasen-Windparknetz zu gewährleisten.

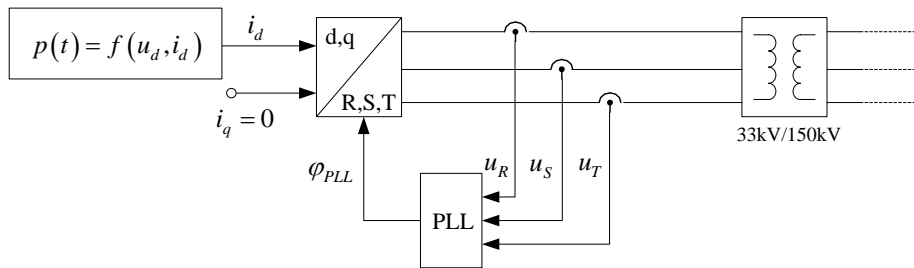


Abbildung 2-1: Vereinfachte Windenergieerzeugungseinheit

Die vom Windpark kommende Wirkleistung wird in dieser Arbeit mit einem Gradienten von maximal $dp/dt = \pm 40\% \text{ kW/s}$ eingespeist. Dadurch wird die Dynamik der „normalen“ Betriebszustände hinreichend gut charakterisiert.

2.2 Seeseitiger Inselnetzwechselrichter(Offshore-Wechselrichter)

Für das Simulationsmodell wird die in Abbildung 2-2 dargestellte Topologie des Offshore-Wechselrichters ausgewählt. Das Schaltungskonzept besteht neben dem 3-phasigen Wechselrichter mit dem Spannungszwischenkreis aus Filterimpedanzen, Lastkapazitäten, YNy-Transformator und Stromquelle. Die Wirkleistung wird vom Windpark ins Offshore-Sammelnetz eingespeist. Aus regelungstechnischer Sicht besteht hier die Aufgabe, eine konstante Spannung für ein Inselnetz bereitzustellen.

Zur Regelung der Spannungen an dem Lastkondensator ($u_{C_{L-R}}, u_{C_{L-S}}, u_{C_{L-T}}$) wird daher eine Kaskadenregelung mit unterlagelter Stromregelung ($i_{f-sR}, i_{f-sS}, i_{f-sT}$) in d-q-Koordinaten vorgeschlagen.

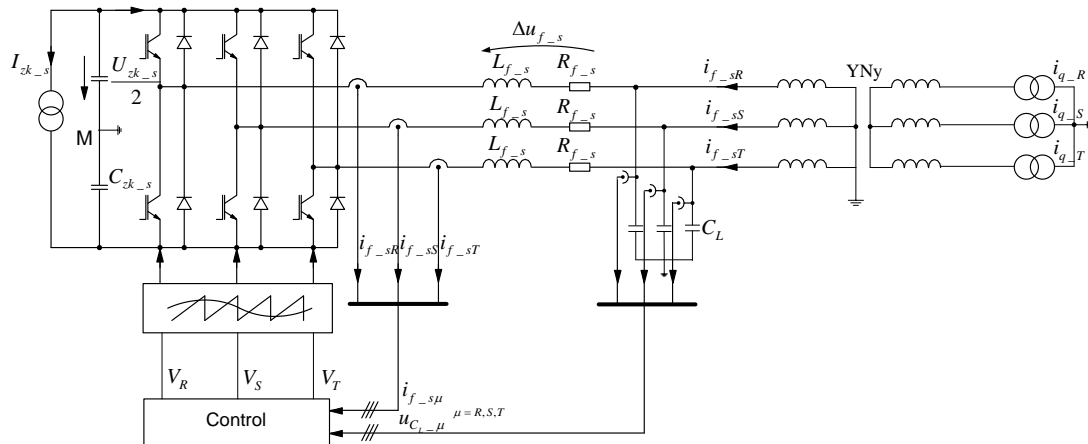


Abbildung 2-2: Vereinfachte Topologie des Offshore-Wechselrichters mit Transformator und Stromquelle

2.2.1 Regelungsstruktursynthese in synchron umlaufenden Koordinaten für den Offshore-Wechselrichter

Für die Dimensionierung der oben erwähnten Regelungsstrategie werden zuerst die Systemgrößen eines 3-phasigen Drehstromsystems (R-S-T) mit Hilfe einer

Transformationsmatrix $[T_{MT}]^{-1}$ in das modale Koordinatensystem (α - β) transformiert [9], [10].

$$\underline{v}_{MT} = [T_{MT}]^{-1} \cdot \underline{v}_{\mu} \quad \text{mit} \quad \mu = R, S, T$$

$$[T_{MT}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad [T_{MT}]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix}$$

Die transformierten Systemgrößen \underline{v}_{MT} dienen zur vereinfachten Beschreibung des Systemverhaltens durch ein Ersatzschaltbild (ESB) in Raumzeiger-Koordinaten (vgl. Abbildung 2-3). Die damit bestimmbaren Raumvektor-Zustandsdifferentialgleichungen bzw. kurz RV-ZDGL (α - β -Größen) werden anschließend in ein mit Netzfrequenz synchron umlaufendes Koordinatensystem (d-q-Koordinaten) transformiert. Damit kann nun die Regelung in d-q-Koordinaten durchgeführt werden.

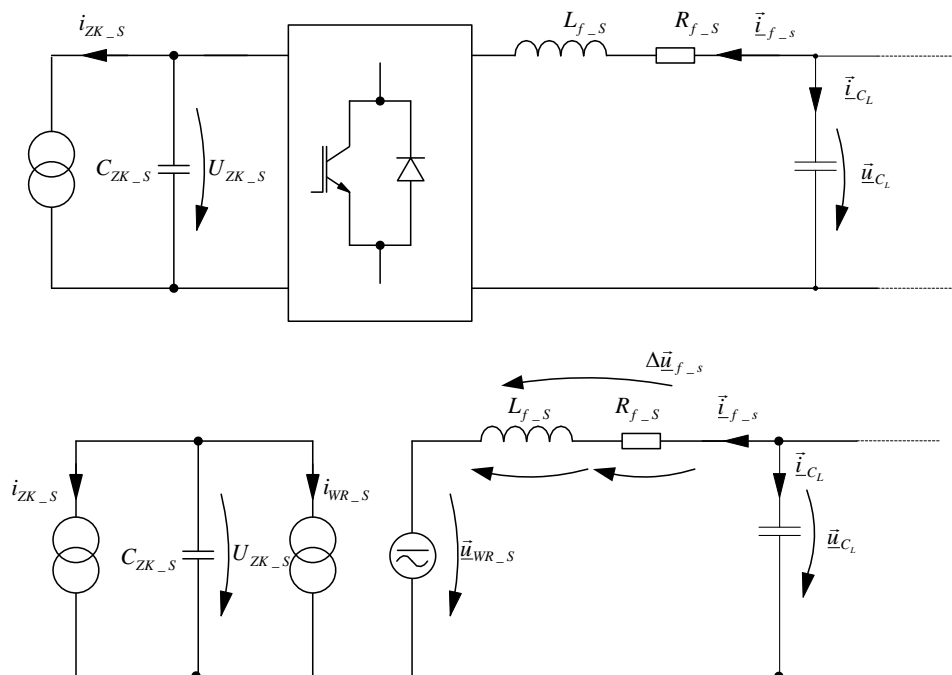


Abbildung 2-3: Raumvektor-ESB für die Topologie des Offshore-Wechselrichters

Betrachten wir nachfolgend die jeweiligen Syntheseschritte eingehender. Die mathematische Beschreibung des Ersatzschaltbildes erfolgt zunächst durch folgende RV-ZDGL, wobei nur die signifikanten Energiespeicher des Systems bei deren Berechnung Berücksichtigung fanden.

$$\vec{u}_{C_L} = R_{f-s} \cdot \vec{i}_{f-s} + L_{f-s} \cdot \dot{\vec{i}}_{f-s} + \vec{u}_{WR-s} \quad (2.2)$$

$$\vec{i}_{C_L} = C_L \cdot \dot{\vec{u}}_{C_L} \quad (2.3)$$

Für einen Offshore-Wechselrichter kann die Bildung eines Referenzphasenwinkels φ nicht aus der Grundschiwingung der Netzspannung durch eine PLL abgeleitet werden. Der Phasenwinkel φ wird hier vielmehr gemäß Gleichung (2.4) definiert. Der Phasenwinkel φ wird in der Regelung als der Winkel benutzt, mit dem man die Systemgrößen von dem ruhenden Koordinatensystem in das umlaufende Koordinatensystem überführt [11], [12].

$$\varphi = \int \omega \cdot dt = \int 2 \cdot \pi \cdot f \cdot dt \quad f = 50\text{Hz} \quad \omega = 314\text{s}^{-1} \quad (2.4)$$

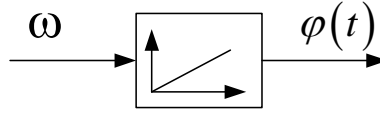


Abbildung 2-4: Blockstruktur zur Generierung des Phasenwinkels φ [11], [12]

Zur mathematischen Umsetzung der vorstehend genannten Koordinatentransformation werden zunächst beide Seiten der Gleichungen (2.2) und (2.3) mit dem Einheitsdrehoperator $e^{-j\varphi}$ multipliziert. Damit können die Zustandsgleichungen des Raumvektors in d-q-Koordinaten nach einer geeigneten Trennungsoperation (Trennung von Real- und Imaginärteil) folgendermaßen geschrieben werden.

$$\dot{i}_{f-s_d} = \frac{1}{L_{f-s}} \left(-R_{f-s} \cdot i_{f-s_d} + \omega L_{f-s} \cdot i_{f-s_q} - u_{WR-s_d} + u_{C_{Ld}} \right) \quad (2.5)$$

$$\dot{i}_{f-s_q} = \frac{1}{L_{f-s}} \left(-R_{f-s} \cdot i_{f-s_q} - \omega L_{f-s} \cdot i_{f-s_d} - u_{WR-s_q} + u_{C_{Lq}} \right) \quad (2.6)$$

$$\dot{u}_{C_{Ld}} = \frac{1}{C_L} \left(i_{C_{Ld}} + \omega C_L \cdot u_{C_{Lq}} \right) \quad (2.7)$$

$$\dot{u}_{C_{Lq}} = \frac{1}{C_L} \left(i_{C_{Lq}} - \omega C_L \cdot u_{C_{Ld}} \right) \quad (2.8)$$

Unter Nutzung der vorstehenden Gleichungen kann nun ein Blockschaltbild der offshoreseitigen ordnungsreduzierten Regelstrecke generiert werden. Auffällig sind die Verkopplungen der Hauptregelstrecken in V-Struktur. Diese wirken sich in der Regel nachteilig auf die Dynamik des Gesamtsystems aus.

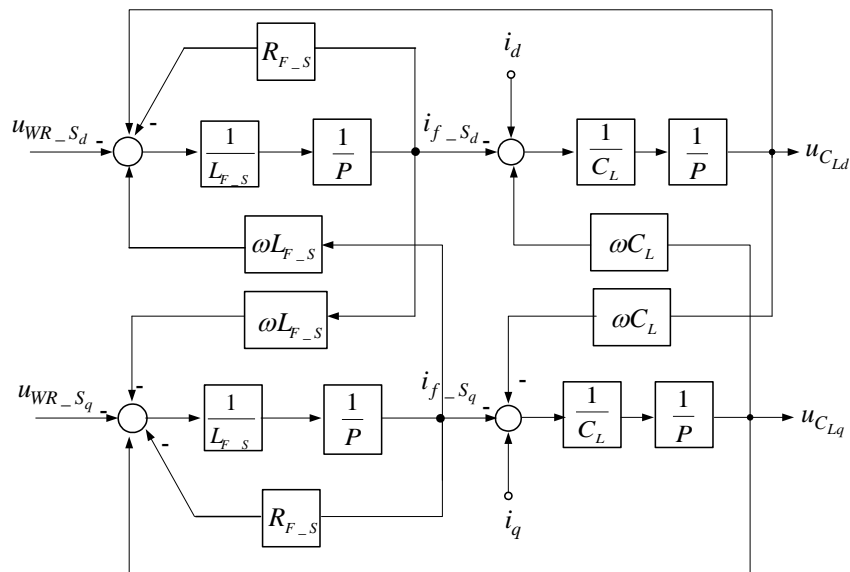


Abbildung 2-5: Blockschaltbild der Regelstrecke in einem Koordinatensystem, welches mit der Kreisfrequenz ω_1 umläuft

Unter Nutzung der so ermittelten Blockstruktur zur Beschreibung der Zustandsgrößendynamik können nun geeignete Regelungskonzepte für die Regelgrößen der Strecke bestimmt werden. Sie werden nachfolgend vertiefend analysiert.

2.2.2 Regelungsstruktur

Die Regelung der Grundschiwingung des Raumvektors der Spannungen am Lastkondensator erfolgt mit der unterlagerten Regelung des Filterstroms (Abbildung 2-6).

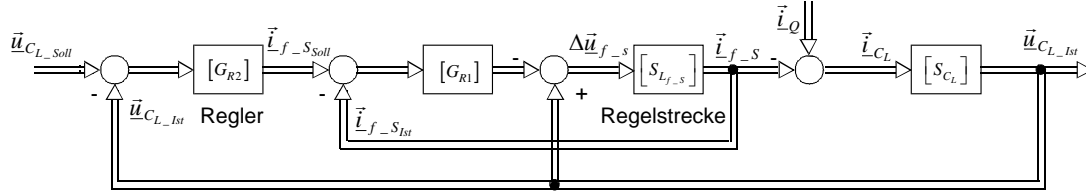


Abbildung 2-6: Strukturbild der Kaskadenregelung des Raumvektors

Die innere Regelschleife, bestehend aus den Übertragungsmatrizen $[G_{R1}]$ und $[S_{L_{f-s}}]$, regelt die Filterströme. Die Hauptdiagonale der Matrix $[G_{R1}]$ ist entsprechend der nachfolgenden Gleichungen mit PI-Reglern besetzt.

$$[G_{R1}] = \begin{bmatrix} K_{R1} + \frac{1}{pT_{R1}} & 0 \\ 0 & K_{R1} + \frac{1}{pT_{R1}} \end{bmatrix} \quad [S_{L_{f-s}}] = \begin{bmatrix} \frac{1}{\frac{R_{f-s}}{1 + p\frac{L_{f-s}}{R_{f-s}}}} & \omega L_{f-s} \\ -\omega L_{f-s} & \frac{1}{\frac{R_{f-s}}{1 + p\frac{L_{f-s}}{R_{f-s}}}} \end{bmatrix}$$

Unter normalen Betriebsbedingungen wird der Sollwert des Filterstromvektors von der äußeren Regelschleife zur Verfügung gestellt. Diese regelt unter Nutzung der Reglermatrix $[G_{R2}]$ die Spannung über dem Lastkondensator auf einen konstanten Wert.

Die Hauptdiagonale der Matrix $[G_{R2}]$ ist ebenfalls mit PI-Reglern besetzt. Der Sollwert für den Lastkondensatorspannungsvektor entspricht dem Wert der Transformatorspannung auf der Wechselrichterseite.

Der Quellenstromvektor wirkt bei diesem Regelungskonzept als Störgröße auf den äußeren Regelkreis ein.

Mit den Gleichungen (2.5) und (2.6) wird gezeigt, wie die d- und q-Komponente in der Regelstrecke miteinander gekoppelt sind. Zur Verbesserung der Dynamik kann die Entkopplung vorher eingesetzt werden. Auf die Bestimmung geeigneter Strukturen für die Entkopplungsregler soll daher nachfolgend vertiefend eingegangen werden.

- **Entwurf der Entkopplungsregler**

Eine Entkopplung kann grundsätzlich in Reihen- oder Parallelentkopplung ausgeführt werden. Diese ist im Allgemeinen ein Bestandteil der Reglermatrix $[R(p)]$ der allgemeingültigen Vektorregelungsstruktur nach Abbildung 2-7.

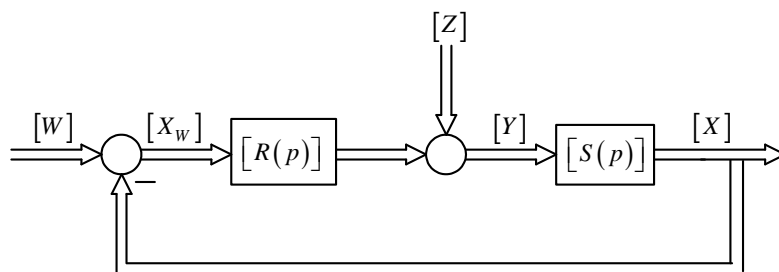


Abbildung 2-7: Allgemeine Struktur einer Vektorregelung

Das Kriterium zur Entwicklung einer Parallelentkopplung ist in Abbildung 2-8 dargestellt. Es nutzt den Denkansatz, dass die verkoppelte Streckenmatrix $[S(p)]$ zuzüglich des parallel zu schaltenden Entkopplungsreglers $[\tilde{R}_E(p)]$ eine Diagonalmatrix $[D_0(p)]$ ergeben soll, auf deren Hauptdiagonale sich die Übertragungsfunktionen der Hauptregelstrecken befinden.

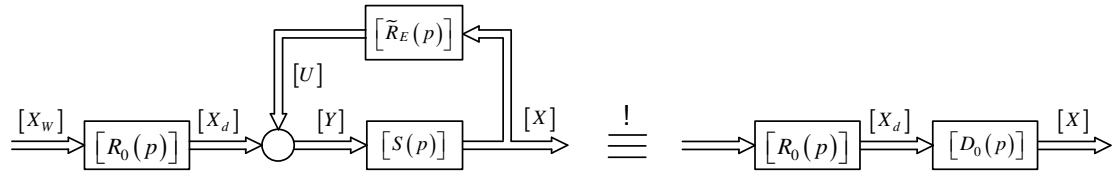


Abbildung 2-8: Entwurfskriterium für eine Parallelentkopplungsstruktur

Um dieses Kriterium zu erfüllen, ist die Matrix des Entkopplungsreglers unter Verwendung von Gleichung (2.9) zu bestimmen.

$$[\tilde{R}_E(p)] = [D_0(p)]^{-1} - [S(p)]^{-1} \quad (2.9)$$

Die Auswertung dieser Gleichung führt auf die allgemeine Blockstruktur des Entkopplungsreglers aus Abbildung 2-9.

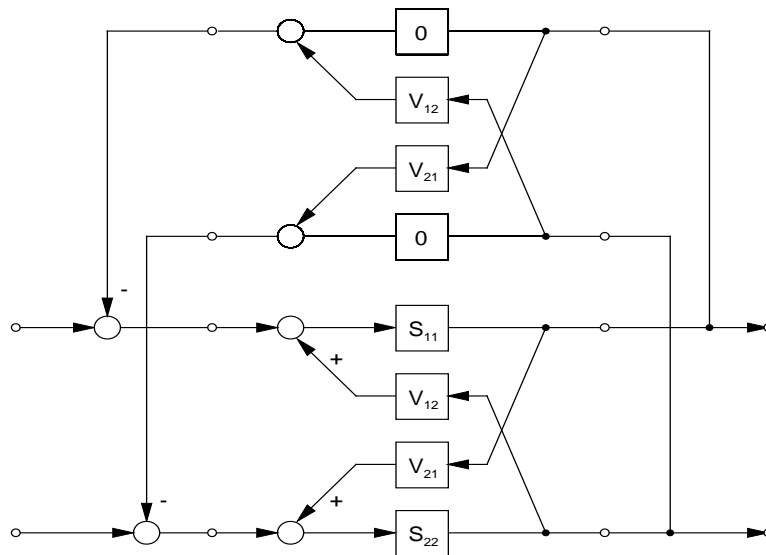


Abbildung 2-9: Allgemeine Parallelentkopplung einer Strecke mit V-Struktur

Das Entwurfskriterium der Reihentkopplung basiert auf dem Dimensionierungsgrundsatz, dass aus der Reihenschaltung aus Streckenmatrix $[S(p)]$ und Entkopplungsregler $[R_E(p)]$ eine Diagonalmatrix $[D_0(p)]$ resultieren soll, auf deren Hauptdiagonale sich die Übertragungsfunktionen der Hauptregelstrecken befinden. Abbildung 2-10 kennzeichnet den erläuterten Zusammenhang.

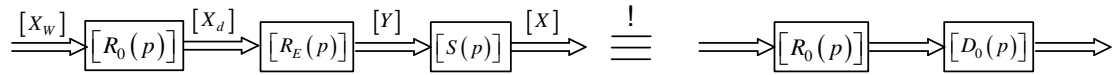


Abbildung 2-10: Entwurfskriterium für eine Reihenentkopplungsstruktur

Zur Erfüllung dieses Kriteriums ist die Bestimmung der Entkopplungsreglermatrix $[R_E(p)]$ entsprechenden Gleichung (2.10) notwendig.

$$[R_E(p)] = [S(p)]^{-1} \cdot [D_0(p)] \quad (2.10)$$

Aus der Anwendung dieser Gleichung resultiert die allgemeine Blockstruktur des Entkopplungsreglers gemäß Abbildung 2-11.

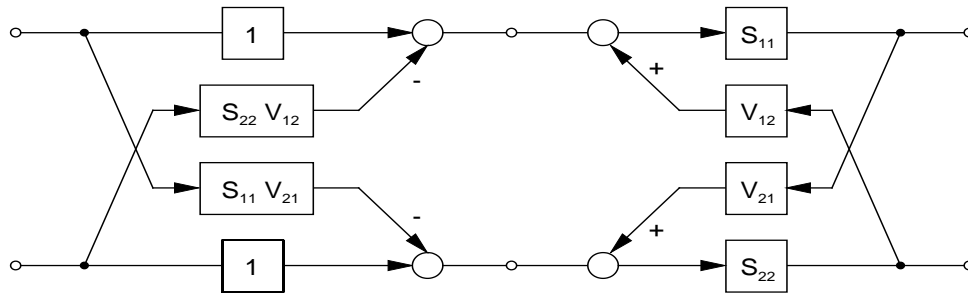


Abbildung 2-11: Allgemeine Serienentkopplung einer Strecke mit V-Struktur

Betrachten wir nun den Entwurfsprozess für die innere Stromregelung im Detail. Ausgangspunkt der Betrachtungen ist zunächst die Blockstruktur der Streckenmatrix $[S(p)]$ in V-Struktur entsprechend Abbildung 2-12, wobei der darin enthaltene Entkopplungsregler $[R_E(p)]$ zunächst vernachlässigt wird. Möchte man z.B. mit der Stellgröße (PI-Reglerausgang) die Regelgröße X_d beeinflussen, so hat dies gemäß der Topologie auch unmittelbar einen Einfluss auf die Größe X_q . Daraus resultiert unmittelbar ein Dynamikverlust.

Durch den Einsatz eines Entkopplungsreglers $[R_E(p)]$ in Parallelstruktur kann der Einfluss der Entkopplung unmittelbar kompensiert werden. Wie vorausgesetzt besteht

die Regelstreckenmatrix $[S(p)]$ nach einer erfolgreichen Entkopplung nur noch aus den Übertragungsfunktionen der Hauptstrecke S_{11} und S_{22} . Diese nun separat vorliegenden Übertragungsfunktionen bilden jetzt zwei unabhängige Eingrößensysteme, die mit zwei aus der klassischen Regelungstechnik bekannten PI-Reglern regelbar sind. Natürlich sind nun auch die klassischen Dimensionierungskriterien anwendbar. In diesem Zusammenhang sei auch auf Abschnitt 2.5 verwiesen. Das vollständige Ergebnis des vorstehend beschriebenen Syntheseprozesses ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

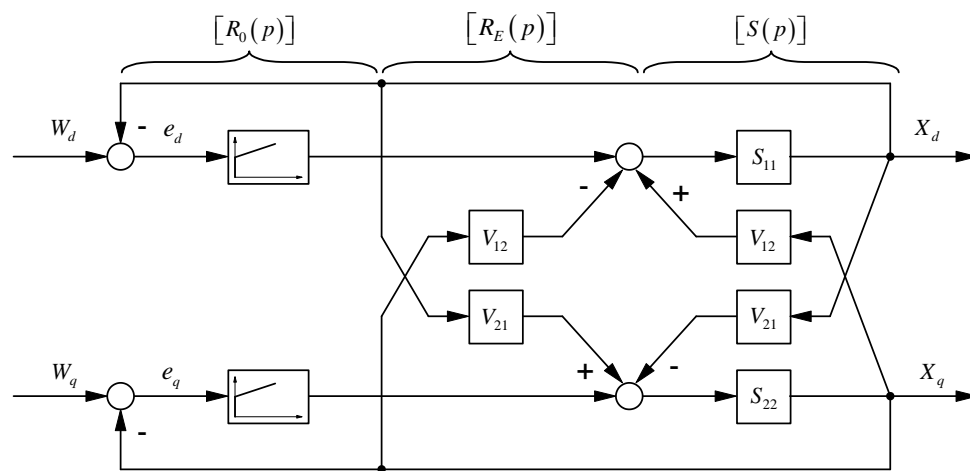


Abbildung 2-12: Regelungsstruktur mit Entkopplung

Betrachten wir abschließend nochmals die Konfiguration der Regelstrecke nach Abbildung 2-5. Es ist erkennbar, dass jeweils ein Energiespeicher (Kondensator bzw. Induktivität) zu je einer Verkopplung führt. Der vorstehend beschriebene Syntheseprozess für die Entkopplungsregler ist daher streng genommen nur gültig, wenn durch eine Berechnung der Koppelfaktoren nachgewiesen werden kann, dass z.B. die durch den Kondensator verursachte Verkopplung vernachlässigbar klein ist [13]. Wird dies - ohne hier explizit den Nachweis zu erbringen - angenommen, so ist der Entkopplungsregler nur für die innere Zustandsgröße „Filterstrom“ vorzunehmen. Die Regelungsstruktur aus Abbildung 2-12 besitzt dann für den vorstehend genannten Sonderfall volle Gültigkeit.

Gelingt jedoch der Nachweis unter Einbeziehung der Koppelfaktoren nicht, d.h. keine der Verkopplungen ist dominant, so müssen Gleichungen (2.9) bzw. (2.10) für die gesamte Regelstrecke ausgewertet werden. Daraus resultieren jedoch zum Teil sehr komplexe Entkopplungsstrukturen, die zu dem auch noch differenzierendes Verhalten aufweisen können. In derartigen Fällen greift man in der Regel auf statische Entkopplungsstrukturen zurück.

2.2.3 Regelungsstruktursynthese in Zylinder-Koordinaten

Werden die Zustandsdifferentialgleichungen (2.2) und (2.3) mit dem inversen Einheitsvektor nach Gleichung (2.11) multipliziert, so erhält man die Raumvektorsystemgrößen in einem Koordinatensystem, welches mit dem Phasenwinkel $\varphi_{\vec{u}_L}(t)$ umläuft.

$$\vec{e}(t) = 1 \cdot \exp(-j \varphi_{\vec{u}_L}(t)) \quad (2.11)$$

$$\varphi_{\vec{u}_L}(t) = \arctan \left(\frac{u_{C_{L\beta}}(t)}{u_{C_{L\alpha}}(t)} \right) = \omega t \quad (2.12)$$

Die Zustandsdifferentialgleichungen in diesem Koordinatensystem lauten:

$$\frac{d|\vec{u}_{C_L}|}{dt} = \frac{1}{C_L} \left(-\vec{i}_{f-s} - jC_L \cdot |\vec{u}_{C_L}| \cdot \frac{d\varphi_{\vec{u}_L}}{dt} + \vec{i}_Q \right) \quad (2.13)$$

$$\frac{d\vec{i}_{f-s}}{dt} = \frac{1}{L_{f-s}} \left(-\vec{u}'_{WR-s} - jL_{f-s} \cdot \vec{i}_{f-s} \cdot \frac{d\varphi_{\vec{u}_L}}{dt} - R_{f-s} \vec{i}_{f-s} + |\vec{u}_{C_L}| \right) \quad (2.14)$$

In diesen Gleichungen werden die transformierten Systemgrößen als gestrichene Größen gekennzeichnet.

Betrachtet man die transformierten Zustandsdifferentialgleichungen (Gleichung (2.13) und (2.14)), so erkennt man, dass neben der d- und q-Komponente des Wechselrichterstroms (\vec{i}_{f-s}) auch der Betrag und der Phasenwinkel der

nichtlinearen Eigenschaften der Regelstrecke eine unbefriedigende Dynamik der gesamten Regelungsstruktur resultiert.

Diese Untersuchungen erscheinen trotz der zunächst nachteiligen nichtlinearen Streckeneigenschaften dennoch interessant, wenn man das in den Windkraftanlagen implementierte Kennlinienverfahren berücksichtigt. Die Problematik der dort enthaltenen P-f- bzw. Q-u-Zusammenhänge scheint besser mit einer Regelung der Zustandsgrößen in Zylinderkoordinaten beherrschbar zu sein. Eine vertiefende Betrachtung der sich daraus ergebenden Möglichkeiten erfolgte bisher noch nicht.

2.2.4 Vergrößerung der Spannungsausnutzung durch Injektion der dritten Harmonischen

In dieser Arbeit wird ein Supersinus zur Modulation der Spannungen für die Phasen R, S, T benutzt. Und zwar wird die dritte Harmonische mit aufmoduliert, um die Ausnutzung der Zwischenkreisspannung zu erhöhen [11]

$$V_{M3}(t) = \frac{1}{6} \cdot \hat{V}_M \cdot \cos(3\omega t). \quad (2.15)$$

Der Zwischenkreisspannungsbedarf wird gemäß Gleichung (2.16) dargestellt

$$\frac{U_{ZK}}{2} = |V_{M\ super}|. \quad (2.16)$$

Hier ist die Amplitude des Supersinus $|V_{M\ super}|$ gleich dem Wert, der bei 60° der eigentlichen Grundschwingung auftritt. Die Amplitude der Grundschwingung des Supersinus ist um den Faktor 1.15 größer als die Hälfte der Zwischenkreisspannung. Damit ist die Spannung an der Filterdrossel relative groß. Die Laststromsprünge werden schneller ausgeglichen, was mit einer Verbesserung der Regeldynamik korreliert. In der Abbildung 2-14 sind die vorstehend diskutierten Kurven dargestellt [11].

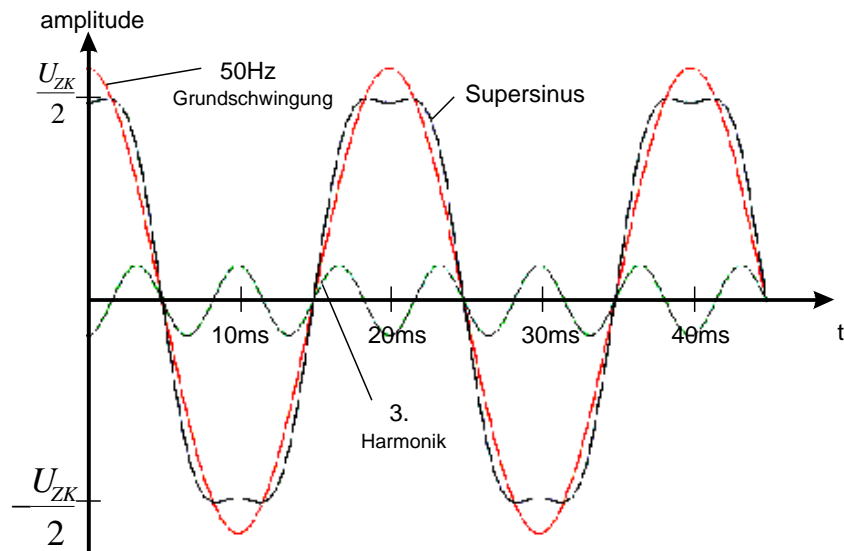


Abbildung 2-14: Supersinus der Grundschiwingung mit 3. Harmonischen [11]

2.3 DC-Kabel

Zur Verbindung des Offshore- und Onshore-Wechselrichters wird ein DC-Kabel verwendet. Im Matlab wird das DC-Kabel durch eine π -Section nachgebildet, die mit 6π -Gliedern und einer Kabellänge von 300km definiert wird. Abbildung 2-15 zeigt das ESB des Kabels.

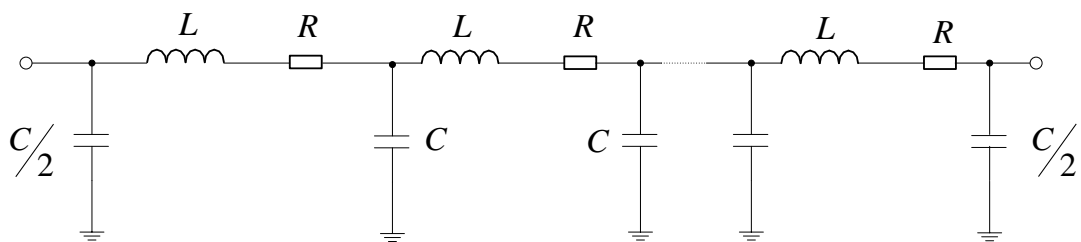


Abbildung 2-15: ESB der π -Section Line

Die Ausbreitungsgeschwindigkeit und die maximale Frequenz können durch die folgenden Beziehungen berechnet werden.

$$v = \frac{1}{\sqrt{L' \times C'}} \quad (2.17)$$

$$f_{\max} = \frac{N \cdot v}{8 \cdot l} \quad (2.18)$$

Mit den gegebenen Induktivitäts- und Kapazitätswerten wird die maximale Frequenz ermittelt:

$$v = \frac{1}{\sqrt{0.1 \mu H / km \cdot 0.302 \mu F / km}} = 5.75 \cdot 10^6 \text{ km/s},$$

$$f_{\max} = \frac{6 \cdot 5.75 \cdot 10^6 \text{ km/s}}{8 \cdot 300 \text{ km}} = 14.39 \text{ kHz}.$$

2.4 Landseitiger Netzwechselrichter (Onshore-Wechselrichter)

Zum Einsatz in Onshore-Wechselrichtern sind Spannungswechselrichter gut geeignet. Bei diesen wird die Energie durch eine Kapazität im Zwischenkreis gespeichert.

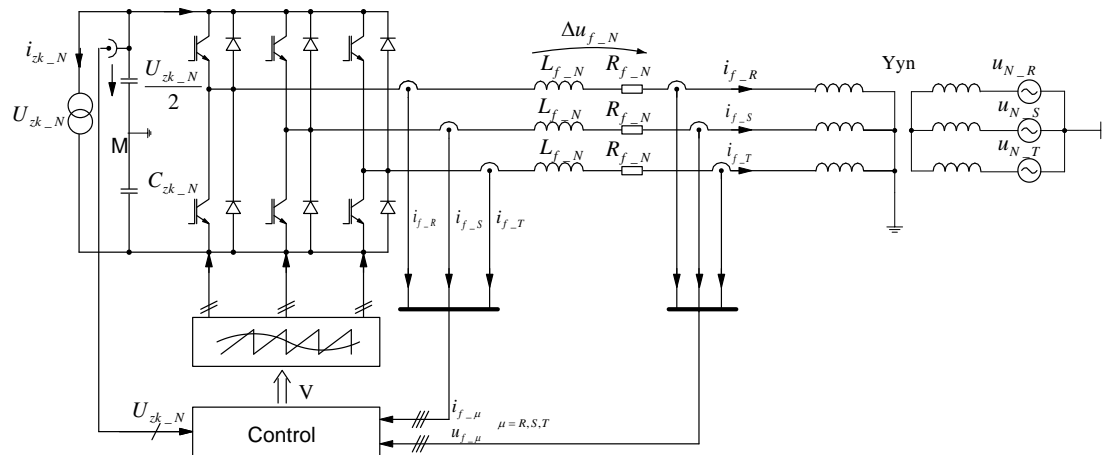


Abbildung 2-16: Vereinfachte Topologie des Onshore-Wechselrichters mit Transformator und idealem Netz

2.4.1 Struktur der Phase-locked Loop (PLL)

Der Referenzwinkel φ_{PLL} wird analog Abbildung 2-17 erzeugt. Im Simulationsmodell wird die Filterspannung genommen, um den Winkel φ_{U_N} zu

ermitteln. Die PLL besteht aus einem Phasenvergleichler, einem PT_1 -Filter, einem PI-Regler und einem Integrator. Der geregelte Winkel φ_{PLL} wird zur Koordinatentransformation verwendet.

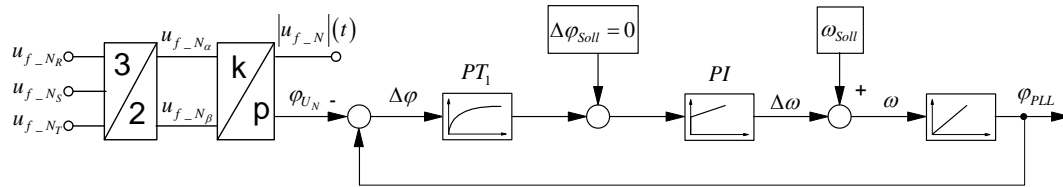


Abbildung 2-17: Phasenregelschleife des Referenzwinkels der Netzspannung (PLL)

2.4.2 Regelungsstruktursynthese in synchron umlaufenden Koordinaten für den Onshore-Wechselrichter

Analog zum Offshore-Wechselrichter kann das ESB des Raumvektors des Onshore-Wechselrichters dargestellt werden. Der Wechselrichter sichert hier zunächst den Energieaustausch mit dem landseitigen Elektroenergiesystem. Dazu ist aus regelungstechnischer Sicht zunächst eine Netzstromregelung zu entwerfen. Desweiteren muss mit diesem Wechselrichter die Konstanz der Zwischenkreisspannung gewährleistet werden. Dazu ist eine separate Zwischenkreisspannungsregelung vorzusehen, die den Sollwert für die innere Wirkstromregelung in geeigneter Weise vorgibt.

Abbildung 2-18 enthält zunächst ein Raumvektor-ESB der netzseitigen ordnungsreduzierten Regelstrecke, die dann lediglich aus einer dominanten verlustbehafteten Ersatzinduktivität besteht. Desweiteren ist durch eine geeignete Leistungsbilanz die Zustandsgröße „Kondensatorspannung“ des Zwischenkreises zu berücksichtigen.

Bei der nachfolgenden Ableitung der entsprechenden Zustandsgleichungen der Regelstrecke in zunächst ruhenden Koordinaten wird von dem in Abbildung 2-18 unten dargestellten Mittelwertmodell ausgegangen, d.h. das Wechselrichter-ESB besteht nun lediglich aus gesteuerten Quellen, die unter Verwendung des

Steuervektors die Wechselrichtergrößen in geeigneter Weise in das elektrische Raumvektor-ESB einprägen.

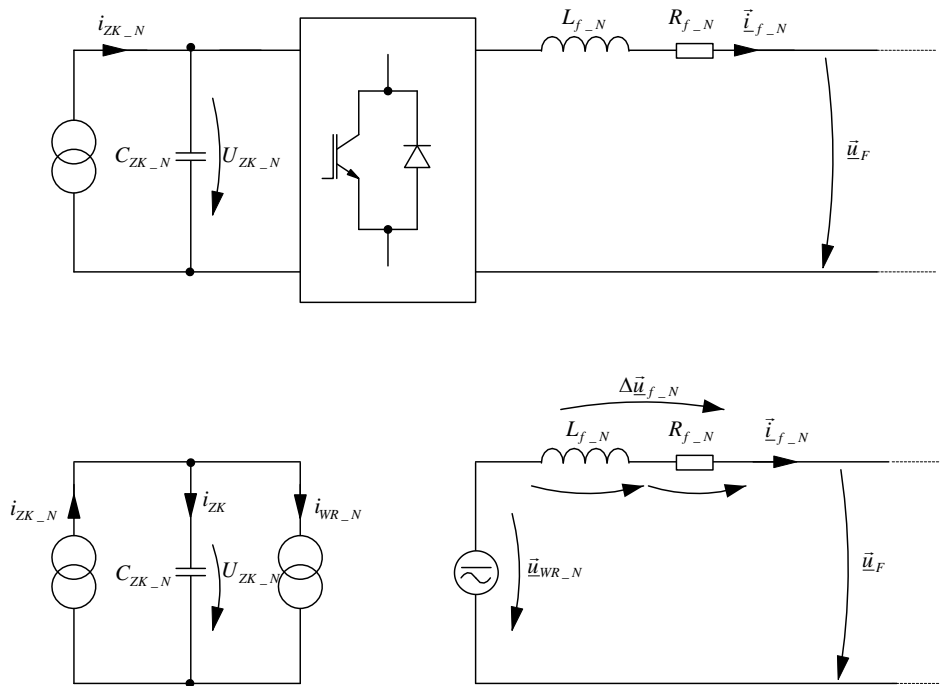


Abbildung 2-18: Raumvektor-ESB für die Topologie des Onshore-Wechselrichters

Durch Anwendung der entsprechenden Knoten- bzw. Maschensätze lassen sich folgende Raumvektor-Gleichungen zur Beschreibung der Regelstreckendynamik finden

$$\vec{u}_{WR_N} = L_{f_N} \cdot \dot{\vec{i}}_{f_N} + R_{f_N} \cdot \vec{i}_{f_N} + \vec{u}_F, \quad (2.19)$$

$$i_{ZK} = C_{ZK_N} \cdot \dot{U}_{ZK_N}. \quad (2.20)$$

Aus beiden Seiten der Gleichung (2.19) wird separat ein Glied $e^{-j\varphi_{PLL}}$ eliminiert. Damit können die Zustandsgleichungen des Raumvektors in d-q-Koordinaten dargestellt werden

$$\dot{i}_{f_Nd} = \frac{1}{L_{f_N}} \left(-R_{f_N} \cdot i_{f_Nd} + \omega L_{f_N} \cdot i_{f_Nq} + u_{WR_Nd} - u_{Fd} \right) \quad (2.21)$$

$$\dot{i}_{f-N_q} = \frac{1}{L_{f-N}} \left(-R_{f-N} \cdot i_{f-N_q} - \omega L_{f-N} \cdot i_{f-N_d} + u_{WR-N_q} - u_{Fq} \right) \quad (2.22)$$

$$\dot{i}_{ZK-N} = \frac{1}{C_{ZK-N}} \cdot i_{ZK} \quad (2.23)$$

$$i_{ZK} = i_{ZK-N} - i_{WR-N} \quad (2.24)$$

$$\begin{aligned} \frac{du_{ZK-N}}{dt} &= \frac{i_{ZK-N} - i_{WR-N}}{C_{ZK-N}} \\ &= \frac{1}{C_{ZK-N}} \left(i_{ZK-N} - \frac{3}{4} \left(V_d \cdot i_{f-N_d} + V_q \cdot i_{f-N_q} \right) \right). \end{aligned} \quad (2.25)$$

Auf der Basis der vorstehenden Zustandsdifferentialgleichungen zur Beschreibung der Regelstreckendynamik lässt sich wieder eine die Dynamik beschreibende Blockstruktur entwickeln. Das Resultat der diesbezüglichen Überlegungen ist in Abbildung 2-19 enthalten.

Unter Verwendung dieser ist dann ein zielgerichteter Regelungstopologieentwurf möglich. Es lässt sich dazu folgendermaßen argumentieren. Zur Regelung des Netzstroms ist zunächst ein innerer Vektorregler erforderlich. Gegebenenfalls kann zur Dynamikverbesserung hier zusätzlich ein Entkopplungsregler vorgesehen werden. Der Wirkstromsollwert wird von der überlagerten Zwischenkreisspannungsregelung vorgegeben. Die Strecke der Zwischenkreisspannungsregelung hat dabei ausgeprägt nichtlineare Eigenschaften. Um die unter Abschnitt vorgeschlagenen Dimensionierungskriterien der linearen Regelungstechnik einzusetzen, ist eine Linearisierung der Regelstrecke um einen geeigneten Arbeitspunkt vorzunehmen.

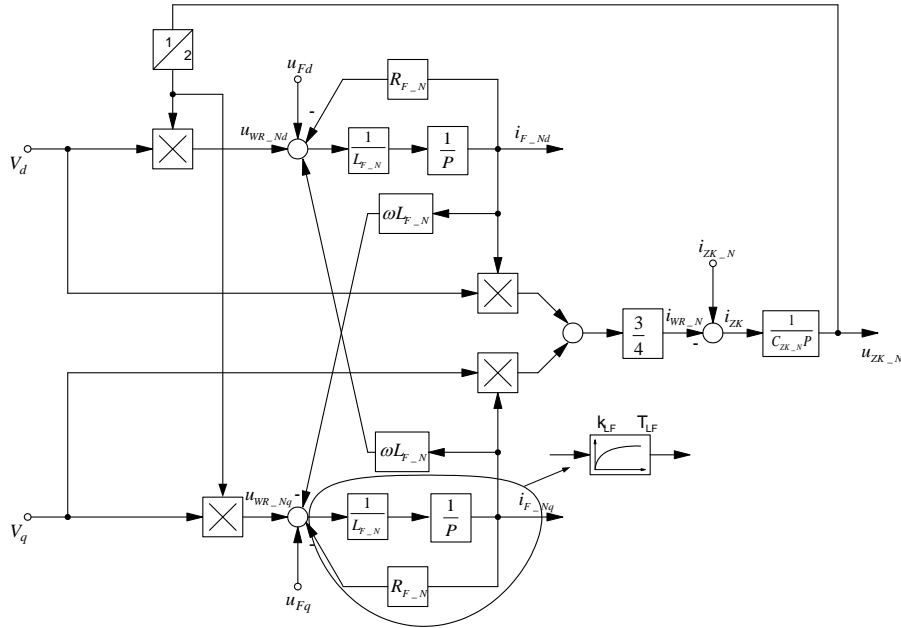


Abbildung 2-19: ESB der Regelstrecke in synchron umlaufenden Koordinaten

Die innere Stromregelung sichert den Leistungsaustausch zwischen dem Zwischenkreis und dem Netz. Damit muss der Strom \vec{i}_{f_N} geregelt werden.

Der Unterschied zwischen Offshore- und Onshore-Wechselrichter besteht darin, dass der Filter des Onshore-Wechselrichters nicht aus einem DC-Bus gespeist wird, sondern der DC-Bus hier nur einen Energie-Zwischenspeicher (Zwischenkreis-kondensator) darstellt, dessen Spannung von der Regelung konstant gehalten werden muss.

Die drei Regelgrößen können, wie in der unten dargestellten Regelungsstruktur dargestellt ist, geregelt werden.

2.4.3 Regelungsstruktur

Basierend auf dem so gefundenen blockstrukturellen Aufbau der Regelstrecke kann die in der nachfolgenden Abbildung enthaltene Regelungstopologie abgeleitet werden.

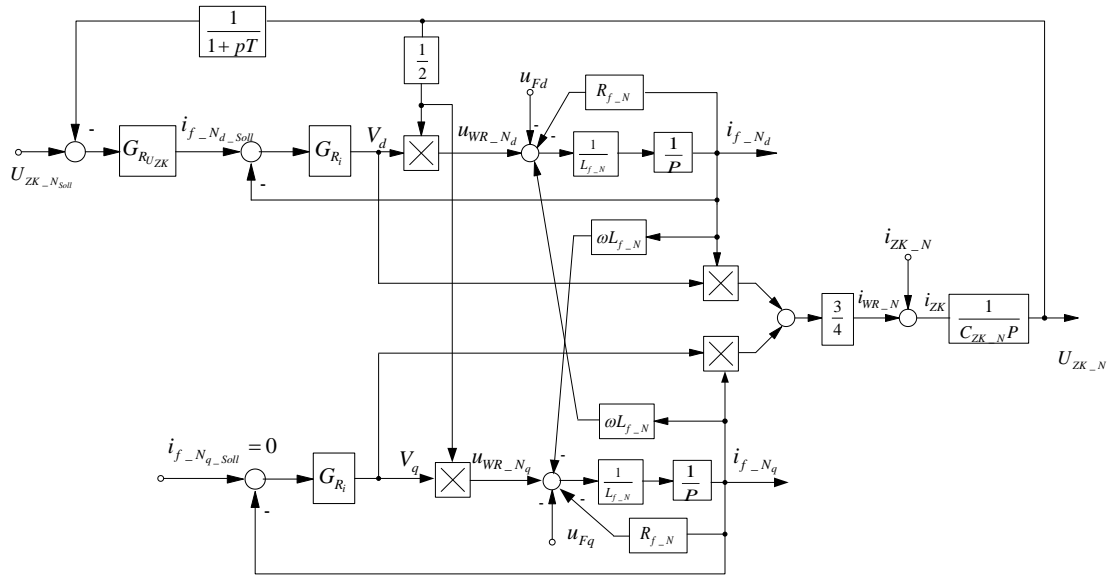


Abbildung 2-20: Regelungsstruktur des Onshore-Wechselrichters

Die Regelungsstruktur des Onshore-Wechselrichters ist gemäß Abbildung 2-20 kaskadenförmig aufgebaut. Die innere Filterstromregelung arbeitet in d-q-Koordinaten. Dadurch können die Wirk- und die Blindkomponente des Filterstroms unabhängig voneinander vorgegeben werden. Der Sollwert der q-Komponente kann als der vom Wechselrichter in das Netz eingespeiste Blindstrom interpretiert werden. Um die Bauleistung des Onshore-Wechselrichters möglichst klein zu halten, wird der Sollwert im Allgemeinen zu Null gewählt. In diesem Fall kann durch den Wechselrichter nur ein zeitvarianter Wirkstrom mit dem Netz ausgetauscht werden.

Natürlich lässt sich der redundante Blindstromsollwert auch zur zielgerichteten Beeinflussung des Elektroenergiesystems verwenden. In diesem Fall muss z.B. ein weiterer überlagerter Spannungsregler vorgesehen werden. Auch ein Kennlinienverfahren entsprechend Abschnitt 4 ist denkbar.

Der Wirkstromsollwert wird durch die überlagerte Zwischenkreisspannungsregelung bereitgestellt. Die Sollwertberechnung durch diesen Regler erfolgt dabei so, dass die Zwischenkreisspannung auch dynamisch nicht allzu stark von dem vorgegebenen Spannungssollwert abweicht.

Der Supersinus wird, wie bei der Regelung des Offshore-Wechselrichters, zur Modulation der dreiphasigen Spannungen benutzt. Damit steigt die Spannungsauslastung laut Abbildung 2-20 auf den Wert 1.155 an.

2.5 Reglerparameter

2.5.1 Synthese von Regelkreisen

- *Synthese von einschleifigen Regelkreisen*

Zur überschlägigen Berechnung der Reglerparameter kamen unterschiedliche Verfahren zum Einsatz. Zwei von ihnen werden nachfolgend kurz beschrieben.

Eine betragsoptimale Einstellung des Regelkreises nach Abbildung 2-21 liegt vor, wenn die Übertragungsfunktion der offenen Kette der Formel (2.26) entspricht.

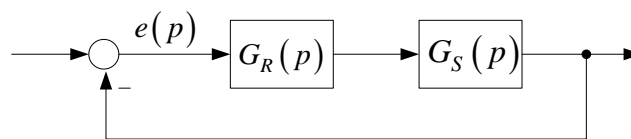


Abbildung 2-21: Grundstruktur eines einschleifigen Regelkreises

$$G_O(p) = \frac{1}{2 \cdot p \cdot T_K \cdot (1 + p \cdot T_K)} \quad (2.26)$$

Die Herleitung dieser Gleichung ist in [13] enthalten.

Andererseits lässt sich aus Abbildung 2-21 für die Übertragungsfunktion der offenen Schleife die Formel (2.27) ableiten.

$$G_O(p) = G_R(p) \cdot G_S(p) \quad (2.27)$$

Setzt man die Formel (2.26) und (2.27) gleich und stellt sie anschließend nach $G_R(p)$ um (Gleichung (2.28)), so erhält man die Übertragungsfunktion des Reglers. Aus dieser können die Reglerparameter durch Koeffizientenvergleich ermittelt werden.

$$G_R(p) = G_O(p) \cdot G_S(p)^{-1} = \frac{1}{2 \cdot p \cdot T_K \cdot (1 + p \cdot T_K)} \cdot G_S(p)^{-1} \quad (2.28)$$

Ist $G_S(p)$ eine PTn-Strecke mit einer dominierenden Zeitkonstante, so wird zunächst eine Summenzeitkonstante gebildet. Diese erhält man durch Addition der kleineren Zeitkonstanten. Unter Nutzung des freien Parameters T_K kann sie aus Gleichung (2.28) eliminiert werden ($T_K = T_\Sigma$). Der sich dadurch ergebende PI-Regler kompensiert die größte Streckenzeitkonstante.

Die Übertragungsfunktion der offenen Schleife eines Systems mit symmetrischem Optimum als Reglereinstellkriterium lautet:

$$G_O(p) = \frac{1 + 4 \cdot T_K \cdot p}{2 \cdot p \cdot T_K \cdot (1 + p \cdot T_K) \cdot 4 \cdot p \cdot T_K} \quad (2.29)$$

Die Verfahrensweise zur Bestimmung der Übertragungsfunktion $G_R(p)$ ist identisch zu der, die im vorherigen Abschnitt erläutert wurde.

Vergleicht man die Sprungantworten der geschlossenen Schleife bei betragsoptimaler Einstellung mit der Einstellung nach dem symmetrischen Optimum bei gleichem Parameter T_K , so zeigt die Reglereinstellung nach dem symmetrischen Optimum ein größeres Überspringen. Die Reglerparameter, die unter Nutzung der Näherungsgleichungen (2.26) und (2.29) bestimmt wurden, müssen anschließend durch eine Simulation verifiziert bzw. empirisch optimiert werden. Dies kann sowohl im Zeitbereich (Aufschaltung eines Führungs- bzw. Störgrößensprung auf die Regelstrecke) als auch im Frequenzbereich (Überprüfung anhand des Nyquist-Kriteriums) erfolgen.

- *Synthese von Kaskadenreglern*

Bei der Kaskadenregelung werden neben der eigentlichen Regelgröße weitere Zustandsgrößen der Regelstrecke durch unterlagerte Regelkreise geregelt. Dadurch lässt sich im Allgemeinen eine Verbesserung der Dynamik erreichen.

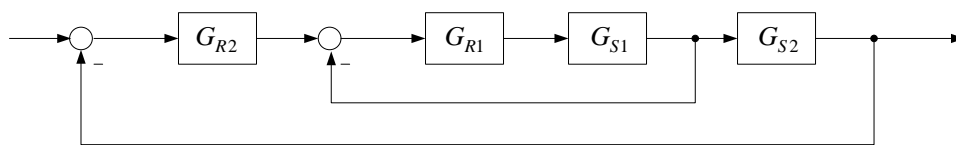


Abbildung 2-22: Grundstruktur einer Kaskadenregelung

Entsprechend der in [14] beschriebenen Vorgehensweise wird zunächst die innere Regelschleife unter Nutzung der vorstehend genannten Verfahren dimensioniert. Diese wird anschließend zu einer Ersatzübertragungsfunktion entsprechend Gleichung (2.30) zusammengefasst.

$$G_{ers} = \frac{G_o(p)}{1 + G_o(p)} \quad \text{mit} \quad G_o(p) = G_{R1}(p) \cdot G_{S1}(p) \quad (2.30)$$

Der äußere Regelkreis ist nun wieder einschleifig und kann ebenfalls nach den vorstehend genannten Verfahren ausgelegt werden.

Stehen mehrere Zustandsgrößen als Hilfsregelgröße für den inneren Regelkreis zur Verfügung, ist diese zweckmäßig so zu wählen, dass die auf die Strecke einwirkenden Störgrößen bereits von der inneren Schleife ausgegelt werden können.

Zum besseren Verständnis der oben getroffenen Aussagen wird nachfolgend die Dimensionierung einer Kaskadenregelung am Beispiel einer der Hauptstrecken der Spannungsgrundschwingungsregelung entsprechend Abschnitt 2.2.1 dargestellt.

Um die Rechnung übersichtlich zu gestalten, wurde angenommen, dass die in Abbildung 2-5 gezeigte Gegenkopplung der Inselnetzspannung auf den Eingang der Regelstrecke durch Aufschaltung der Netzspannung auf die Wechselrichterspannung vollständig beseitigt werden kann. Dadurch entsteht ein vereinfachtes ESB der

Regelstrecke. Dieses ist in Abbildung 2-23 angegeben. Damit bei der Reglerparametrierung auf die Gesetze der linearen Regelungstechnik zurückgegriffen werden kann, erfolgt außerdem die Linearisierung des Totzeitgliedes. Dieses berücksichtigt den durch die Rechentotzeit (Abtastregelung) verursachten Dynamikverlust. In der nachfolgenden Rechnung wird es durch ein PT₁-Glieder approximiert.

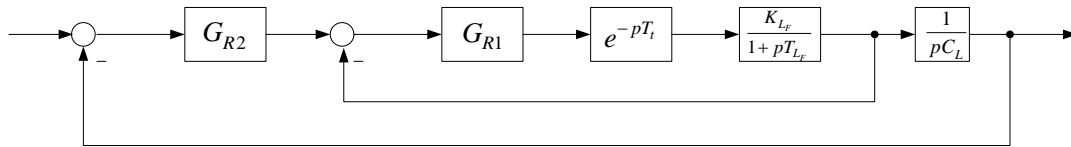


Abbildung 2-23: Vereinfachte Regelungsstruktur der Hauptstrecke der Netzspannungsgrundschwingungsregelung

Entsprechend der oben getroffenen Aussage wird zuerst der innere Regelkreis dimensioniert. Verwendet man für die innere Schleife die betragsoptimale Einstellung, so können die Reglerparameter von G_{R1} nach der Gleichung (2.28) berechnet werden. Für den hier behandelten Fall ergibt sich aus Gleichung (2.28) der Ausdruck (2.31)

$$G_{R1}(p) = \frac{1}{2 \cdot p \cdot T_K \cdot (1 + p \cdot T_K)} \cdot \frac{(1 + p \cdot T_{L_F})}{K_{L_F}} \cdot \frac{(1 + p \cdot T_t)}{1}. \quad (2.31)$$

Die kleinere Zeitkonstante T_t wird anschließend unter Nutzung des freien Parameters T_K aus Gleichung (2.31) eliminiert ($T_K = T_t$). Als Ergebnis erhält man die Gleichung (2.32)

$$G_{R1}(p) = \frac{1}{2 \cdot T_t \cdot K_{L_F}} \cdot \frac{(1 + p \cdot T_{L_F})}{p}. \quad (2.32)$$

Wie aus Gleichung (2.32) ersichtlich, kann durch einen PI-Regler die betragsoptimale Einstellung der inneren Schleife erreicht werden. Der PI-Regler sichert außerdem die stationäre Genauigkeit.

$$G_{PI}(p) = K_R \cdot \left(1 + \frac{1}{T_n \cdot p} \right) \quad (2.33)$$

Führt man zwischen der Formel (2.32) und der Übertragungsfunktion eines PI-Reglers (Formel (2.33)) einen Koeffizientenvergleich durch, so können die Reglerparameter des Stromreglers berechnet werden. Sie ergeben sich zu:

$$K_{R1} = \frac{T_{L_F}}{2 \cdot T_t \cdot K_{L_F}} \quad (2.34)$$

$$T_{n1} = T_{L_F} \cdot \quad (2.35)$$

Unter Nutzung der Gleichung (2.26) ist es außerdem möglich, die Übertragungsfunktion der offenen Schleife des Stromregelkreises zu bestimmen (Gleichung (2.36))

$$G_O(p) = \frac{1}{2 \cdot p \cdot T_t \cdot (1 + p \cdot T_t)} \cdot \quad (2.36)$$

Entsprechend der oben dargestellten Vorgehensweise kann nun der äußere Regelkreis entworfen werden. Dazu ist es zunächst notwendig, die Ersatzübertragungsfunktion des inneren Regelkreises nach Gleichung (2.30) zu ermitteln. Setzt man die Gleichung (2.36) in die Gleichung (2.30) ein, so erhält man die Beziehung (2.37).

Die Ersatzübertragungsfunktion der inneren Schleife besitzt entsprechend der Gleichung (2.37) PT₂-Verhalten. Der Dämpfungsgrad des PT₂-Gliedes beträgt

$$\vartheta = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot$$

$$G_{ers}(p) = \frac{1}{2 \cdot T_t^2 \cdot p^2 + 2 \cdot T_t \cdot p + 1} \approx \frac{1}{1 + T_t \cdot p} \quad (2.37)$$

Bedingt durch die relativ große Dämpfung in der Übertragungsfunktion G_{ers} ist es zur Vereinfachung der weiteren Rechnung gestattet, diese durch ein PT₁-Glied mit der Zeitkonstante $T_1 = T_t$ zu ersetzen.

Die Reglerparameter des äußeren Regelkreises werden nach dem symmetrischen Optimum berechnet. Deshalb muss die offene Schleife des Spannungsregelkreises eine Struktur entsprechend Gleichung (2.29) besitzen. Für die Übertragungsfunktion des Spannungsreglers muss demzufolge analog zu Gleichung (2.31) gelten:

$$G_{R2}(p) = G_O(p) \cdot G_S(p)^{-1} \\ = \frac{1 + 4 \cdot T_K \cdot p}{2 \cdot p \cdot T_K \cdot (1 + p \cdot T_K) \cdot 4 \cdot p \cdot T_K} \cdot (1 + p \cdot T_t) \cdot p C_L \quad (2.38)$$

Setzt man wiederum den freien Parameter $T_K = T_t$ und kürzt die entsprechenden Terme, so erhält man als Übertragungsfunktion des Reglers die Beziehung (2.39)

$$G_{R2}(p) = \frac{C_L}{8 \cdot T_t^2} \cdot \frac{1 + 4 \cdot T_t \cdot p}{p} \quad (2.39)$$

Auch die Übertragungsfunktion G_{R2} besitzt ebenfalls die Struktur eines PI-Reglers. Durch Koeffizientenvergleich mit der Formel (2.35) lassen sich folgende Parameter für den Spannungsregler ermitteln:

$$K_{R2} = \frac{4 \cdot T_t \cdot C_L}{8 \cdot T_t^2} \quad (2.40)$$

$$T_{n2} = 4 \cdot T_t \quad (2.41)$$

Führt man für die Gleichungen (2.34) und (2.35) bzw. (2.40) und (2.41) die Zahlenwertrechnung durch, so lassen sich die in Tabelle 2-1 enthaltenen Ergebnisse ableiten. Diese besitzen für $L_F = 45mH$, $R_F = 0.075\Omega$ und $C_F = 10\mu F$ ihre Gültigkeit. Als Rechentotzeit wurde $T_t = 444\mu s$ ($f_t = 2250Hz$) angenommen.

	Inselnetzspannungsregler	VSC-Stromregler
K_{Rb}	0.011	50.625
T_n [ms]	1.78	600

Tabelle 2-1: Zahlenwerte für die Reglerparameter (ermittelt durch
Überschlagsrechnung)

Alle in der vorstehenden Tabelle enthaltenen Verstärkungsfaktoren sind als Schleifenverstärkungen zu verstehen. Das heißt, um Äquivalenz zu den im

Simulationsmodell enthaltenen Koeffizienten herzustellen, sind die einzelnen Proportionalglieder wie z.B. $\frac{|U_{ZK}|}{2}$ separat zu berücksichtigen.

Die nach dem oben beschriebenen Verfahren ermittelten Reglerparameter bilden zunächst nur einen groben Anhaltspunkt für die Größenordnung, in der die optimalen Reglereinstellparameter zu suchen sind. Die endgültige Bestimmung erfolgt auch in diesem Fall simulativ.

Die simulativ bestimmten Reglerparameter wurden für ein gutes Störverhalten ausgelegt. Dies konnte erreicht werden, indem der Spannungsregler mit höherer Kreisverstärkung ausgelegt wurde.

Vergleicht man die Zahlenwerte der Simulation mit den analytisch bestimmten Werten, so ist festzustellen, dass sich diese teilweise erheblich unterscheiden. Diese Ungenauigkeiten sind auf die bei der Überschlagsrechnung angenommenen Vereinfachungen zurückzuführen.

Für die Optimierung der Reglerparameter eignen sich auch Verfahren, die im Zeitbereich arbeiten. Diese variieren die Reglerparameter in einem vorgegebenen Wertebereich und beurteilen die Sprungantwort des Regelkreises (Führungs- bzw. Störgrößensprung) unter Nutzung eines Integralkriteriums (ITAE usw.). In dem Simulationsprogramm Matlab sind dafür entsprechende Funktionen vorhanden.

Wie die oben angegebene Näherungsrechnung und die Simulationsergebnisse zeigen, hängen die Reglerparameter stark von den nichtidealen Eigenschaften der Regelstrecke ab (Rechentotzeit, Widerstand der Filterdrossel, Offset bei der Erfassung der Meßwerte usw.). Diese Eigenschaften lassen sich jedoch nur näherungsweise mathematisch beschreiben. Daraus resultiert wiederum eine gewisse Unsicherheit auch im Simulationsmodell. Demzufolge muss bei der Übertragung der simulativ ermittelten Reglerparameter auf die reale HGÜ-Anlage mit einem gewissen Unsicherheitsfaktor gerechnet werden. Das heißt aber auch im Umkehrschluss, dass die simulativ ermittelte Anlagendynamik nur näherungsweise mit einer konkreten realen Topologie übereinstimmen kann.

Der in diesem Kapitel beschriebene Entwurfsalgorithmus kann auch für den Entwurf der Netzstromregelung des onshoreseitigen VSC bzw. der überlagerten Zwischenkreisspannungsregelung eingesetzt werden. In diesen Fällen müssen zunächst die Parameter der Regelstrecke entsprechend angepasst werden. Des Weiteren muss für die überlagerte Regelschleife eine geeignete Linearisierung um einen gegebenen Arbeitspunkt vorgenommen werden. Führt man diese durch, müssen jedoch meist so viele Vereinfachungen getroffen werden, dass es nur bedingt sinnvoll ist, die so bestimmten analytischen Reglerparameter in dem Simulationsmodell zu verwenden. Daher wird meist sofort eine empirisch – iterative – Reglerparametrierung vorgenommen.

- *Praxisorientierte Umsetzung von Entkopplungsreglern*

Die Hauptstrecken der Mehrfachregelung werden zunächst als ideal entkoppelt betrachtet und können deshalb entsprechend Abschnitt 2.5.1 ausgelegt werden. Außerdem muss nun eine Entkopplungsstruktur entworfen werden, mit der sich die eingangs getroffene Annahme näherungsweise realisieren lässt. Zur Berechnung der Entkopplungsregler sei auf [14] Seite 370 bzw. Abschnitt 2.2.2 verwiesen. Durch eine Simulation, bei der die Verkopplungen zwischen den Hauptstrecken berücksichtigt werden, kann der Einfluss einzelner Koppelglieder auf die Dynamik des Gesamtsystems beurteilt werden. Anschließend wird die Entkopplungsstruktur in das Simulationsmodell implementiert. Wurde diese richtig ausgelegt, dürfen Führungs- bzw. Störgrößensprünge auf einer der beiden Hauptstrecken keinen Einfluss auf die jeweils andere haben. In einem weiteren Simulationslauf werden dann die nichtidealen Eigenschaften (Rechentotzeit, Begrenzung der Stellgröße, Parameterschwankungen der Regelstrecke) berücksichtigt. Diese nichtidealen Eigenschaften haben oft einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die gesamte Systemdynamik. Besonders die Entkopplungsregler werden dadurch negativ beeinflusst. Die Pole bzw. Nullstellen der Entkopplungsglieder stimmen in diesem Fall nicht mehr mit denen der Verkopplung der Regelstrecke überein. Auf diese Weise entstehen durch den Entkopplungsregler zusätzliche Pole in der Regelungsstruktur, die gegebenenfalls zu Schwingungen führen. Der mathematisch

exakt berechnete Entkopplungsregler muss deshalb so weit vereinfacht werden, dass dessen Funktionsfähigkeit auch unter nichtidealen Verhältnissen erhalten bleibt. Gelingt dies nicht, bzw. ist der Einfluss der Verkopplungen auf die Dynamik der Strecke gering, so kann der Entkopplungsregler vollständig entfallen. Eine Vereinfachung der Entkopplung kann beispielsweise durch Verwendung einer nur statisch wirkenden Entkopplung erfolgen. Sie wird aus der dynamischen Entkoppelbedingung ermittelt, in dem man die darin enthaltenen Laplace-Operatoren gegen Null gehen lässt ($p \rightarrow 0 \Rightarrow t \rightarrow \infty$).

Der Einfluss der Verkopplungen auf die Hauptstrecken der Netzspannungsregelung wurde im konkreten Fall simulativ untersucht.

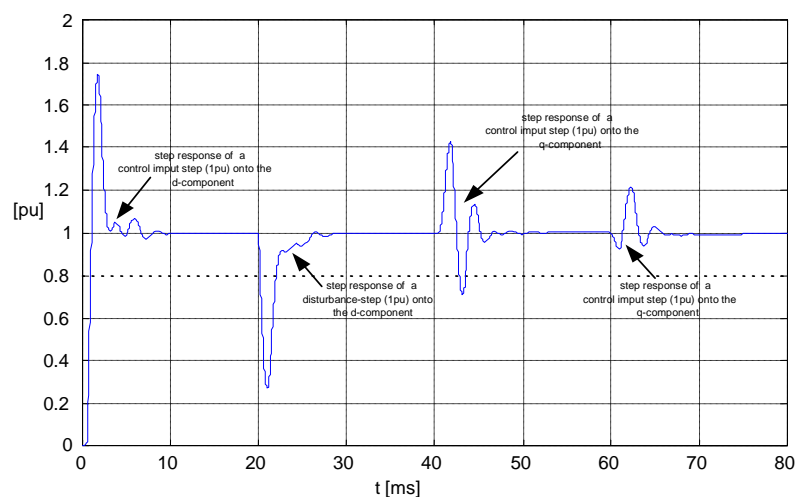


Abbildung 2-24: Sprungantworten in der d-Komponente der Netzspannungsregelung auf Stör- und Führungsgrößensprünge

Aus den Simulationsergebnissen in Abbildung 2-24 kann der Einfluss der Verkopplungen auf die Systemdynamik ermittelt werden. Zum Zeitpunkt $t = 40\text{ms}$ erfolgt ein Führungsgrößensprung auf die q-Komponente der Regelungsstruktur (Sprung im Sollwert der Netzspannung von 1 per unit (pu)). Die Sprungantwort in der d-Komponente gibt Aufschluss über die Intensität der Führungsgrößenverkopplung. Analog dazu kann anhand der Sprungantwort des Störgrößensprungs (Laststromsprung von 1pu) auf die q-Komponente der Regelung auf die Stärke der Störgrößenverkopplung geschlossen werden.

Die Simulationsergebnisse nach Abbildung 2-24 zeigen, dass der Einfluss der Verkopplung der Führungsgröße auf die Systemdynamik vernachlässigbar klein ist. Von größerer Relevanz ist jedoch in diesem Fall die Verkopplung der Störgröße. Diese kann entsprechend Abbildung 2-24 nicht vernachlässigt werden. Simulative Untersuchungen zeigten, dass zur Kompensation der Störgrößenverkopplung ein Entkopplungsregler mit differenzierendem Verhalten notwendig ist. Die oben angeführte statische Entkopplung bewirkte nur eine geringfügige Verbesserung der Dynamik. Aus diesem Grund wurde zunächst bei den Simulationsmodellen auf die Entkopplungsregler verzichtet.

3 Schutzmaßnahmen

Um eine HGÜ-Konfiguration vor den meist in Folge von Fehlerzuständen auftretenden Überströmen bzw. Überspannungen sicher schützen zu können, sind zusätzliche Algorithmen zu implementieren, die ein Verlassen des sicheren Arbeitsbereiches der Anlage verhindern. Diese Schutzalgorithmen sind in der Regel zeitlich gestaffelt, wobei ein hardwarenaher Überstromschutz in der Regel die geringste Ansprechzeit besitzt.

Durch diesen Schutzmechanismus wird ein Fehlerstrom mit hohem di/dt sicher abgeschaltet, wobei solche Ströme in der Regel durch stromrichternahe Kurzschlüsse entstehen. Der hohe Stromgradient wird dabei maßgeblich durch die sehr geringe Fehlerimpedanz bedingt.

Die praktische Realisierung eines solchen schnellen hardwarenahen Schutzkonzeptes erfolgt meist durch einen separat im Steuersatz vorgesehenen Hardwarekompensator, der einen direkten Zugriff auf die von dem Modulator gelieferten Zündimpulse hat. Dadurch lassen sich Abschaltzeiten realisieren, die wesentlich unterhalb des von der Rechenzeit des DSP (Regelungsinterrupt) vorgegeben Zeitintervalls liegen. Eine weitere Möglichkeit, solche geringen Abschaltzeiten zu realisieren, besteht – soweit vorhanden - in der Nutzung von schnellen controllerspezifischen Fehlerinterrupten zur zeitnahen Sperrung der Zündimpulse.

Durch die Sperrung der Zündimpulse erfolgt jedoch – aus simulationstechnischer Sicht – eine Systemumschaltung, da nach der Sperrung der abschaltbaren Stromrichterventile des Spannungswechselrichters eine aus den Freilaufdioden bestehende Gleichrichterschaltung übrig bleibt. Diese hat natürlich einen signifikanten Einfluss auf die interessierenden Systemgrößen während des Fehlerfalles. Solche Untersuchungen setzen daher ein geeignetes pulsfähiges Wechselrichtermodell voraus. Da ich mich jedoch bei den hier durchgeführten Untersuchungen auf die Nachbildung der Wechselrichterdynamik durch dafür geeignete Mittelwertmodelle beschränken wollte, waren die vorstehend verbal beschriebenen Schutzalgorithmen zunächst nicht Gegenstand der Untersuchungen. Das vorliegende Simulationsmodell gestattet jedoch diesbezügliche Untersuchungen,

wenn die jetzt verwendeten Mittelwertmodelle durch die in der MATLAB Toolbox „SimPowerSystems“ enthaltenen pulsfähigen Brückenmodule ersetzt werden. Eine erhebliche Erhöhung der Simulationszeit wäre jedoch die unmittelbare Folge.

Die implementierten Mittelwertmodelle sind gut zur Untersuchung von regelungsbasierten Schutzalgorithmen geeignet. Diese Schutzalgorithmen arbeiten typischerweise in dem für die Stromrichterregelung vorgesehenen Interrupt des DSP und sind daher gegenüber den hardwarenahen Schutzalgorithmen um Größenordnungen langsamer.

Aus dieser Schutzgruppe wurden zwei typische Konzepte in das Gesamtsystem eingefügt, die nachfolgend detailliert betrachtet werden sollen. Zum Einen wurde im Zwischenkreis des HGÜ-Modells ein gehoppeter Dämpfungswiderstand eingesetzt, mit dem ein gegebenenfalls im Fehlerfall auftretender Energieüberschuss abgebaut und so ein Anwachsen der Zwischenkreisspannung über eine entsprechende Schutzwelle sicher verhindert werden kann. Des Weiteren wurde der Onshore-Wechselrichter mit einem anti-windup fähigen Strombegrenzungsregler ausgestattet, mit dem eine hinreichend langsame Überschreitung des Wechselrichternennstroms effektiv verhindert werden kann.

Um die Verständlichkeit der nachfolgenden Aussagen zu erhöhen, wird der in Abbildung 3-1 enthaltene Netzausschnitt betrachtet. Dieser zeigt den landseitigen Wechselrichter, der an ein Strahlennetz angeschlossen wurde. In Folge eines dreipoligen Kurzschlusses in einem Zweig des Strahlennetzes sinkt die Spannungsamplitude am Verknüpfungspunkt des Wechselrichters während der Kurzschlussdauer auf 0.65pu der Nennspannung. Bedingt dadurch kann der Wechselrichter bei Nennstrom nicht mehr die gesamte Wirkleistung in das Netz abgeben. Ein Ansprechen der nachfolgend beschriebenen Schutzmechanismen ist die unmittelbare Folge.

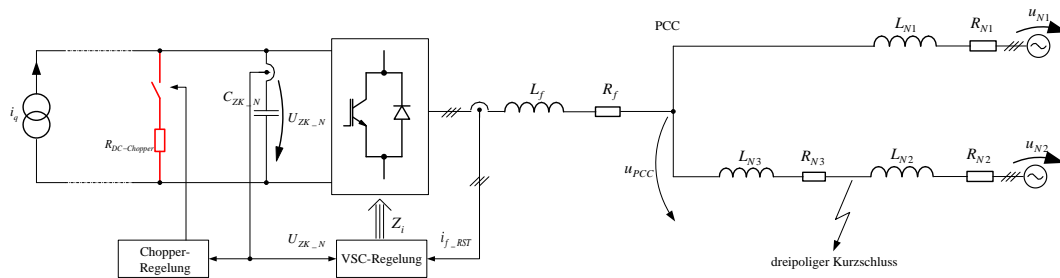


Abbildung 3-1: ESB des landseitigen VSC mit DC-Chopper während landseitigen dreipoligen Kurzschluss

Bei einem Netzspannungseinbruch steigt die transiente Zwischenkreisspannung infolge der Strombegrenzungsregelung über den Nennwert an. Zum Schutz vor Überspannung an der Zwischenkreiskapazität des Onshore-Wechselrichters wird ein DC-Chopper als zusätzlicher Strompfad eingefügt. In Abbildung 3-2 stellt der rot gezeichnete Teil den DC-Chopper dar. Der Schalter wird eingeschaltet, wenn die Zwischenkreisspannung U_{ZK_N} den Sollwert um 10% übersteigt. Somit fließt ein Strom durch den Widerstand, und die überschüssige Energie wird in Wärme umgewandelt. Wenn die Zwischenkreisspannung wieder auf den Wert von $1.1 \times U_{ZK_Soll}$ abgesunken ist, wird der DC-Chopper-Schalter ausgeschaltet. Die Schaltvorgänge werden entsprechend Abbildung 3-3 durch einen konventionellen Hystereseregler gesteuert.

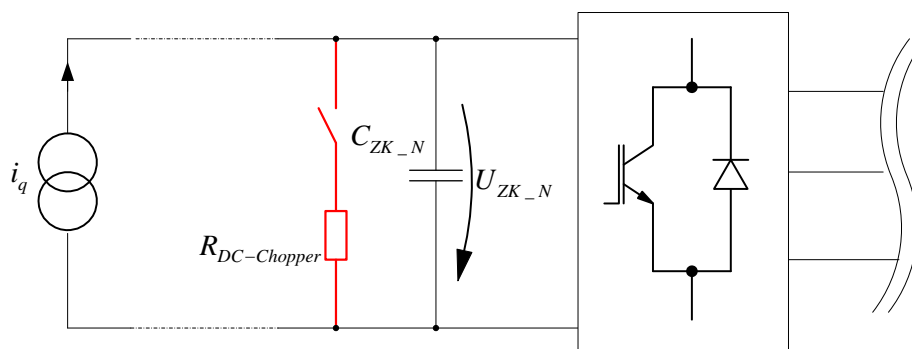


Abbildung 3-2: DC-Chopper parallel zur Zwischenkapazität des Onshore-Wechselrichters

An einem einfachen Beispiel kann die Wirkung des DC-Chopper dargestellt werden, wobei die Wirkungsweise vereinfachend anhand einer Zwischenkreiskapazität in der Topologie erläutert wird, die von einer Konstantstromquelle aufgeladen wird.

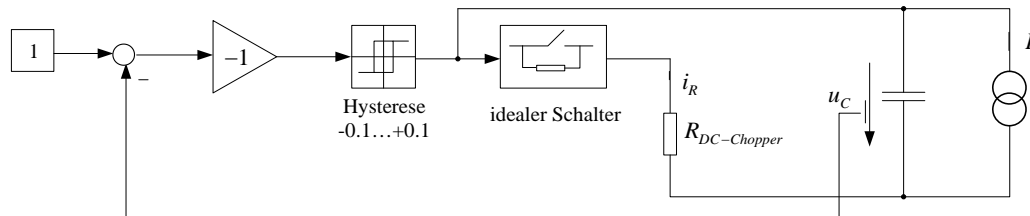


Abbildung 3-3: einfaches Beispiel eines DC-Choppers

Wenn die Kapazitätsspannung kleiner als der Wert 1.1 ist, wird die Kapazität von der Stromquelle geladen. Wenn die Spannung u_C gleich dem Wert 1.1 ist, wird der DC-Chopper-Schalter eingeschaltet. Dadurch fließt der Strom im Widerstand und entlädt die Kapazität. Ist die Kapazitätsspannung auf den Wert 0.9 abgesunken, wird der DC-Chopper-Schalter wieder ausgeschaltet. Die in Matlab simulierten Ergebnisbilder werden in Abbildung 3-4 gezeigt.

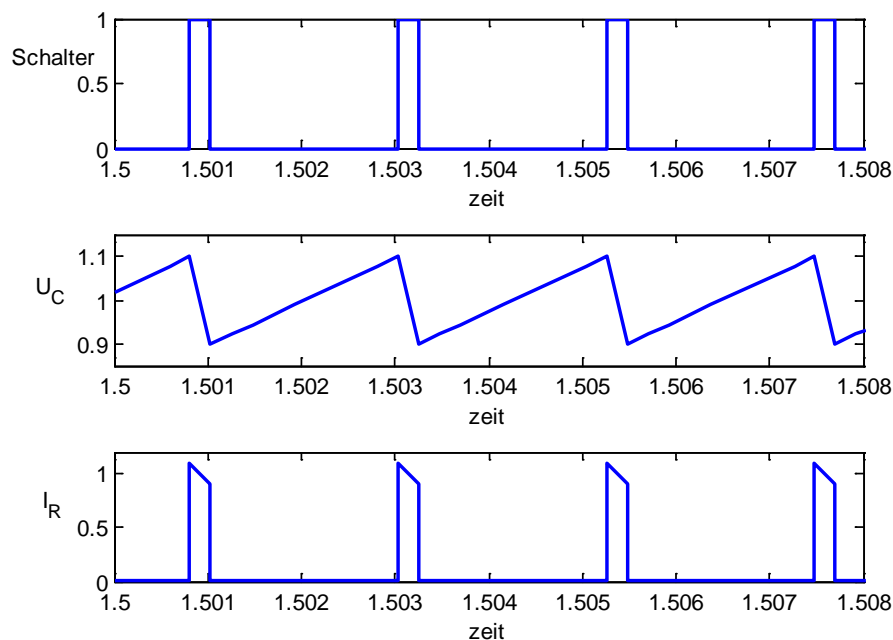


Abbildung 3-4: Simulationsergebnisse des einfachen DC-Choppers

Zum Wechselrichterschutz gehört außerdem der durch die Strombegrenzungsregelung realisierte Schutz des Wechselrichters. Damit kann eine nicht allzu schnelle dynamische Überschreitung des Wechselrichternennstroms sicher vermieden werden. Die Wirkungsweise dieses Schutzalgorithmus soll nachfolgend beispielhaft am Fall eines landseitig stattfindenden dreipoligen Spannungseinbruchs diskutiert werden.

Im Fall eines Netzspannungseinbruchs muss sich tendenziell der Strom vergrößern, wenn weiterhin die gleiche Wirkleistung in das Netz eingespeist werden soll. Der Wechselrichter läuft problemlos im Nennbetrieb, das heißt der durch die IGBTs fließende Strom darf den Nennstrom nicht überschreiten. Zum Schutz vor dem Überstrom wird in der Kaskadenregelung ein Strombegrenzungsregler statt des normalen PI-Reglers verwendet. Wie oben schon erwähnt, wird der d-Komponente-Sollwert des Filterstroms bzw. des IGBT-Stroms von dem Zwischenkreisspannungsregler (Abbildung 3-5) bereitgestellt. Der PI-Regler besteht aus dem P-Anteil K_P und dem I-Anteil mit der Zeitkonstante T_i . Ein I-Glied wirkt durch zeitliche Integration der Regelabweichung $e(t)$ auf die Stellgröße mit der Gewichtung durch die Nachstellzeit T_i .

Wenn es keine Begrenzung im Regler gibt, steigt die Ausgangsgröße des Zwischenkreisspannungsreglers immer linear weiter an. Es führt dazu, dass der Sollwert des Filterstroms den Nennwert überschreitet und der Wechselrichter thermisch überlastet wird.

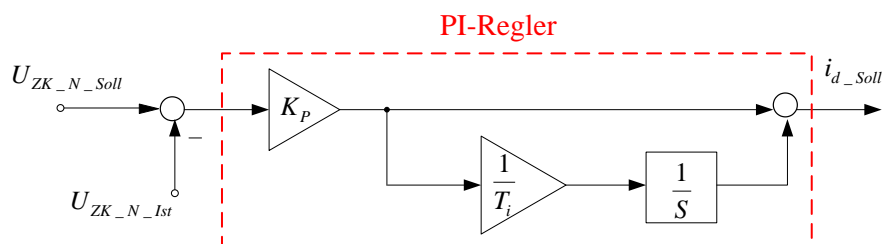


Abbildung 3-5: normaler PI-Regler der Zwischenkreisspannung

Mit einem zusätzlich vorgesehenen Begrenzungsblock gemäß Abbildung 3-6 kann die Ausgangsgröße bzw. der Sollwert des Wirkstroms immer sicher unter dem Nennwert

gehalten werden. Eine zusätzlich vorzusehende Gegenkopplung, die mit dem Faktor T_i gewichtet ist, verhindert sicher ein Hochlaufen des Integrators im Begrenzungsmodus (anti-windup).

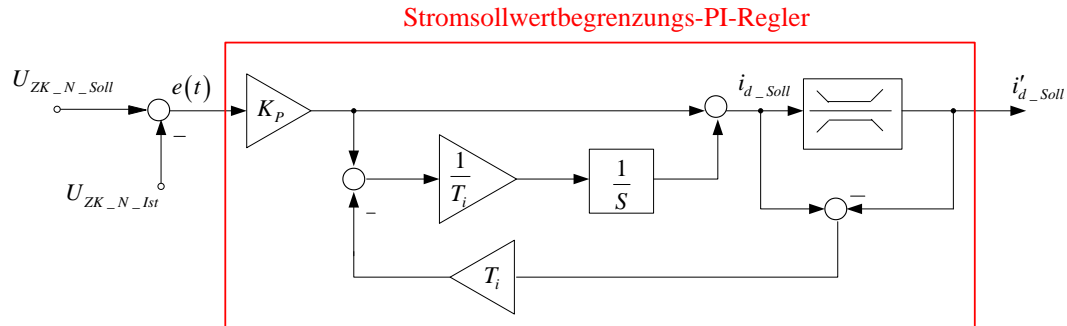


Abbildung 3-6: Stromsollwertbegrenzungs-PI-Regler

Der in Abbildung 3-6 rot eingerahmte Teil kennzeichnet speziell die Struktur des Stromsollwertbegrenzungs-PI-Reglers. Durch die nachfolgende mathematische Gleichung wird das deutlich

$$i_{d_Soll} = K_P \cdot e + \frac{K_P}{T_i} \cdot e \cdot t - K_P \cdot e \cdot (i_{d_Soll} - i'_{d_Soll}) \cdot t \quad (3.1)$$

Die Gleichung besteht aus drei Teilen. Die vorderen zwei Teile stellen den normalen PI-Regler dar. Falls der geregelte i_{d_Soll} kleiner als der Nennwert ist, d.h. $i'_{d_Soll} = i_{d_Soll}$, ist der dritte Teil dynamisch nicht wirksam. Der Anstieg der Kennlinie i_{d_Soll} beträgt $\frac{K_P}{T_i}$, wobei eine sprunghafte Erregung vorausgesetzt sei.

Wenn der Wert i_{d_Soll} über den Nennwert ansteigt, ist der Ausgangswert des Reglers auf den Wert i'_{d_Soll} begrenzt. Die Kurve i_{d_Soll} steigt dann mit dem verkleinerten

Anstieg $\left(\frac{K_P}{T_i} - K_P \cdot (i_{d_Soll} - i'_{d_Soll}) \right)$ weiter an. Durch diese Maßnahme kann ein

hinreichend langsamer Stromanstieg im Wechselrichter gut und effizient verhindert werden.

4 Kennlinienverfahren

4.1 Theorie

Gemäß den Richtlinien der Fa. E.ON für Offshore-Windparknetze sind auch die offshoreseitig an ein AC-Netz anzuschließenden WKA mit speziellen Kennlinien zu versehen, die eine gezielte Leistungsinjektion bei Abweichungen gewisser Netzparameter vom Nennarbeitspunkt gestatten. Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 verdeutlichen, dass die von dem Windpark eingespeiste Wirkleistung von der seeseitigen Netzfrequenz und die zu injizierende Blindleistung von der Spannung im netzseitigen AC-Netz der Windenergieanlage abhängig sind. Im Bereich der seeseitigen Netzfrequenz von 50,1 bis 51,1 Hz muss demnach je Hertz die Wirkleistung um 98% der momentan verfügbaren Wirkleistung reduziert werden[15].

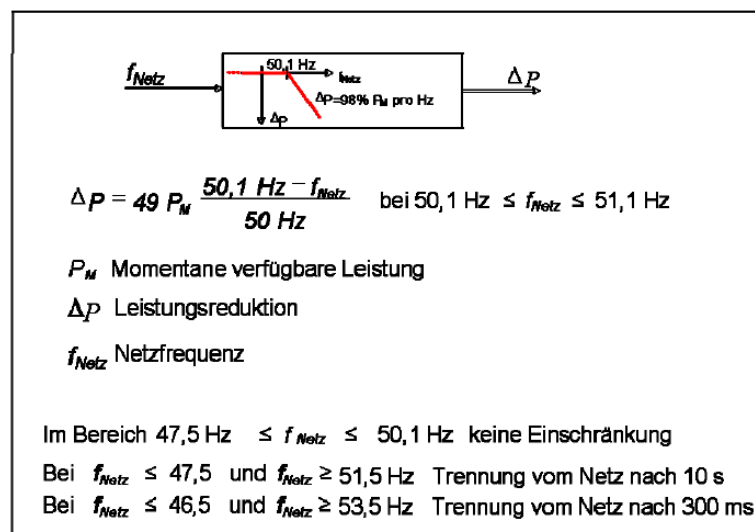


Abbildung 4-1: Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz [15]

Die Windkraftanlagen müssen außerdem die Spannung des netzseitigen Wechselrichters während tiefer Spannungseinbrüche mit zusätzlichem Blindstrom stützen. Gemäß Abbildung 4-2 ist die Blindleistungsinjektion bei einem Spannungseinbruch von mehr als 5% der Spannung zu aktivieren.

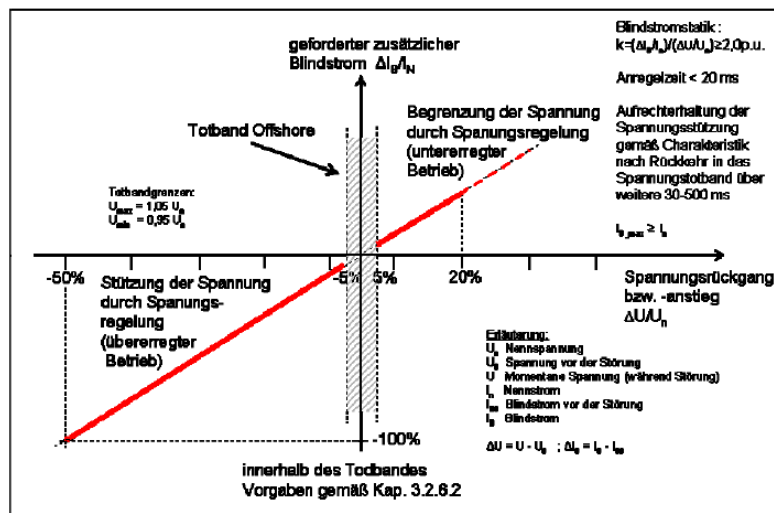


Abbildung 4-2: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern [15]

Damit müssen der Wirk- und Blindstrom der WKA durch die Kennlinien in Abhängigkeit von der Netzfrequenz bzw. von der Netzspannung eingestellt werden, wobei die unter Verwendung der Kennlinien ermittelten Sollwerte für den Wirk- und Blindstrom von der wechselrichternahen Regelung mit einer gewissen Trägheit in das offshoreseitige Inselnetz eingeprägt werden. Um die Trägheit der geschlossenen Regelschleife näherungsweise nachzubilden, wurden im Modell konventionelle PT₁-Glieder verwendet (vgl. auch Abbildung 4-3).

Die gemessene Spannung wird zuerst dreiphasig gemessen und anschließend kartesisch-Polar gewandelt. Man erhält so die Amplitude und den Phasenwinkel der Netzspannung. Mit Hilfe der Kennlinienfunktion kann der gewünschte Blindstrom berechnet werden. Das PT₁-Glieder entspricht hier dem Regler und der Regelstrecke und stellt die Dynamik der inneren Stromregelschleife dar.

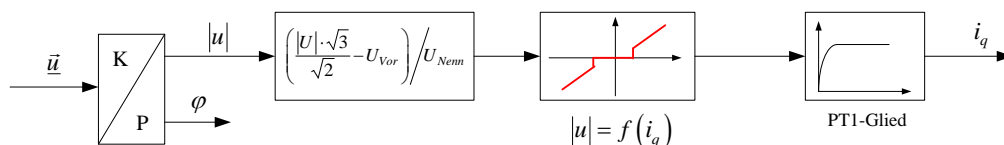


Abbildung 4-3: Blockstruktur des Kennlinienverfahrens für i_q

In der Blockstruktur der Regelung des Wirkstroms wird die Netzfrequenz zuerst unter Verwendung einer PLL-Struktur bestimmt. Danach wird in der Kennlinienfunktion $\Delta P = f(f_{\text{Netz}})$ die reduzierte Wirkleistung berechnet. Damit bekommt man die gewünschte verfügbare Wirkleistung. Daraus wird anschließend der gewünschte Wirkstrom unter Verwendung der Funktion $P = f(i_d)$ berechnet.

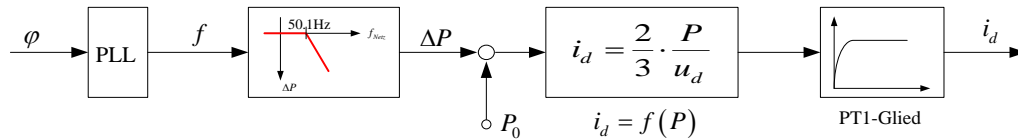


Abbildung 4-4: Blockstruktur des Kennlinienverfahrens für i_d

4.2 Analyse durch Simulation

Gemäß den oben erwähnten Strukturen wird ein Untersuchungsmodell im Matlab simuliert, wobei die durch die Kennlinien gesteuerte Strominjektion zunächst unter Nutzung eines vereinfachten Modelles getestet werden soll. Die Topologie des vereinfachten Modells ist in Abbildung 4-5 enthalten und besteht aus gesteuerten Spannungsquellen, deren Ausgangsspannung nach Amplitude und Frequenz einstellbar ist. Des Weiteren enthält das Modell eine ohmsch-induktive Netzimpedanz sowie gesteuerte Stromquellen zur Injektion des durch die Kennlinien ermittelten Stroms.

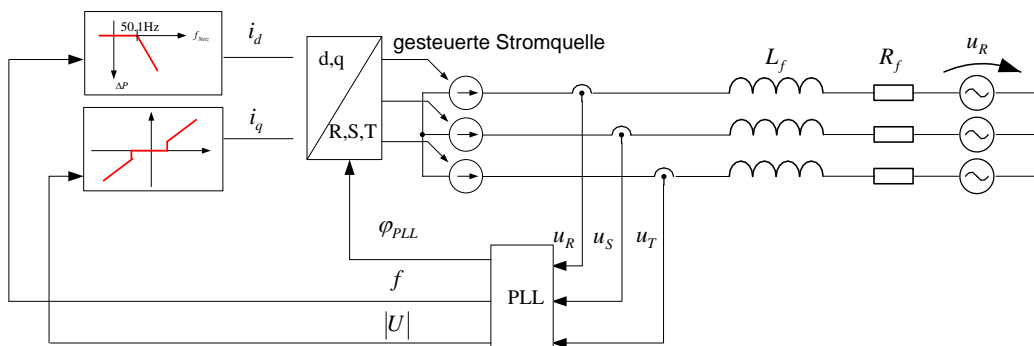


Abbildung 4-5: Topologie der gesteuerten Stromquelle mit Kennlinienverfahren

Untersuchungsgegenstand seien nachfolgend die Auswirkungen der Wirkleistungs-Frequenzkennlinie auf die Dynamik des Testnetzes.

Im Matlab wird bei der Simulationszeit $t=1,5$ die Frequenz von 50Hz auf 50,6102Hz erhöht, so dass die eingespeiste Wirkleistung gemäß Gleichung (4.1) [15] auf die Hälfte reduziert werden muss

$$\Delta P = 49 \cdot P_M \cdot \frac{50,1 - f_{\text{Netz}}}{50}. \quad (4.1)$$

Abbildung 4-6 zeigt deutlich das Verhältnis der Frequenz und der Wirkleistung

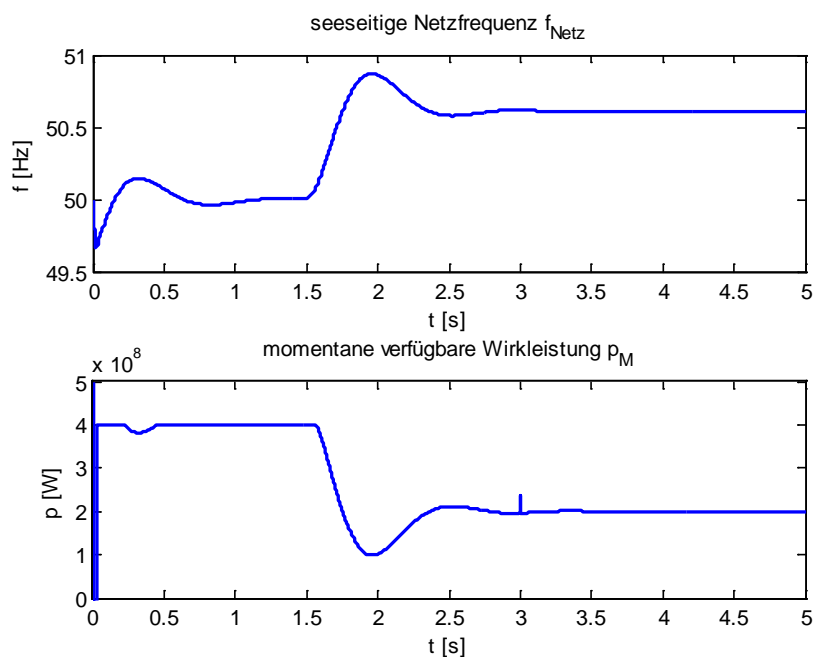


Abbildung 4-6: Netzfrequenz und Wirkleistung

In Abbildung 4-7 ist der durch die Stromquellen zu injizierende Wirkstrom i_d dargestellt. Die Gleichung zur Bestimmung der zeitvarianten Leistung $p(t)$ in d-q-Koordinaten vermittelt zwischen der Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7.

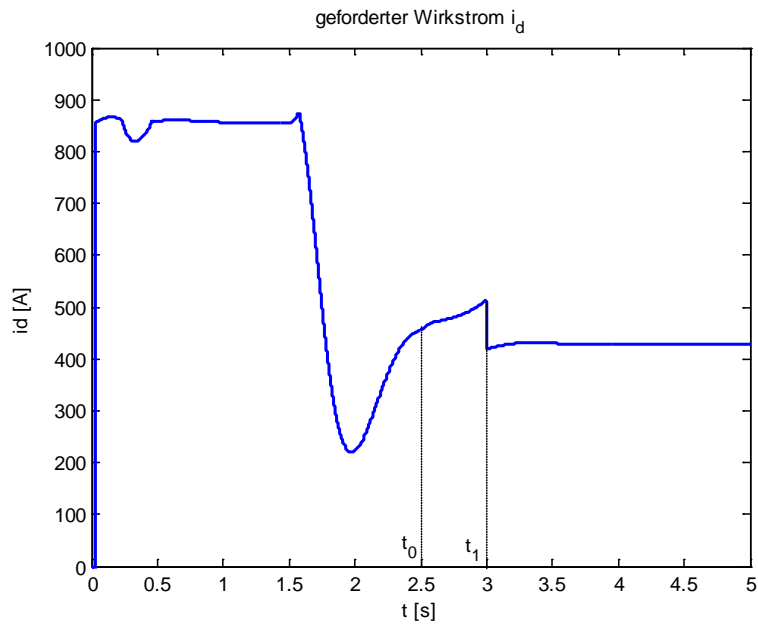


Abbildung 4-7: gesteuerter geforderter Wirkstrom i_d

Untersuchungsgegenstand sei nachfolgend die spannungsabhängige Blindstrominjektion.

Zum Zeitpunkt $t_0=2,5$ s wird die Nennspannung des Wechselrichters von 380kV auf 80% Nennspannung abgesenkt. Aufgrund der Kennlinie (Abbildung 4-2) muss der geforderte zusätzliche Blindstrom bei einem Spannungseinbruch von mehr als 5% Nennspannung injiziert werden. Damit wird aus Abbildung 4-8 deutlich, dass der Blindstrom i_q erst injiziert wird, wenn der Spannungsrückgang auf -0.05 abgesunken ist. Ab dem Zeitpunkt $t_1=3$ s wird die Spannung wieder auf den Nennwert angehoben. Deswegen wird kein Blindstrom mehr in das Testnetz abgegeben.

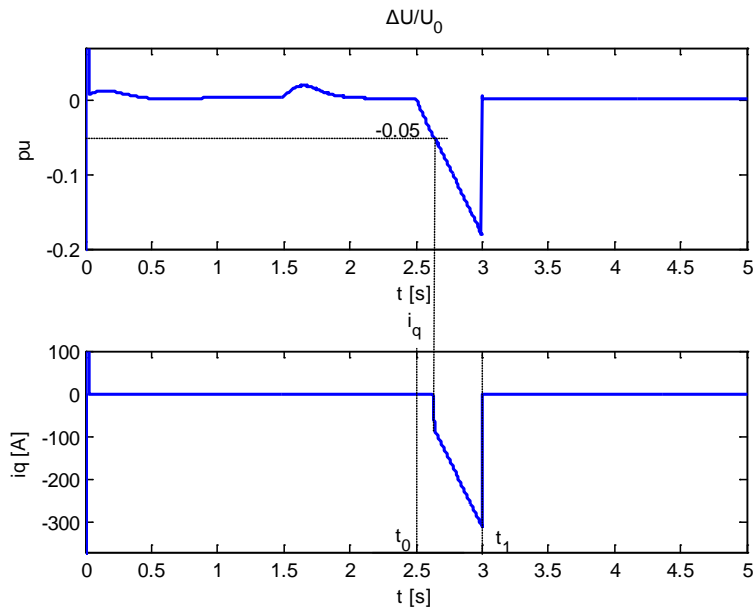


Abbildung 4-8: Spannungsrückgang $\Delta U/U_0$ und Blindstrom $i_q(t)$

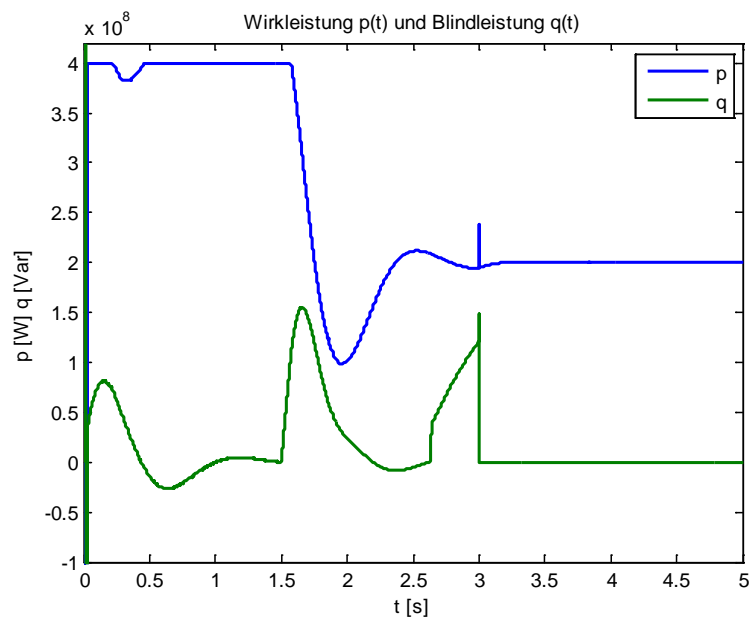


Abbildung 4-9: Wirkleistung $p(t)$ und Blindleistung $q(t)$

5 Simulationsergebnisse

Die zuvor dargestellten separaten Teile werden im Programmsystem Matlab/Simulink umgesetzt. Im Matlab wird die stromrichternahe Netzstromregelung der WKA durch gesteuerte Stromquellen nachgebildet. Das ist immer dann zulässig, wenn die Dynamik der geschlossenen Stromregelschleifen hinreichend groß ist. In diesem Spezialfall ist der Sollwert ständig näherungsweise gleich dem Istwert, woraus unmittelbar eine Übertragungsfunktion der geschlossenen Schleife von $G_R(p)=1$ resultiert.

Die gesteuerten Stromquellen wurden unter Verwendung von zwei unterschiedlichen Möglichkeiten angesteuert.

1. Es wurde eine gegebene Leistungsänderung mit einem für die WKA typischen Gradienten verwendet, um daraus den Sollwert für die Quellen zu generieren. Die damit erreichte Anregung des Gesamtsystems lässt Rückschlüsse auf die Dynamik der implementierten Regelungsstrukturen zu.
2. Steuerung der Quellen durch das unter Abschnitt 4.1 behandelte Kennlinienverfahren. Damit lassen sich zunächst simulativ fundierte Aussagen über die Stabilität des Gesamtsystems treffen. Des Weiteren kann geprüft werden, ob sich die in den WKA implementierten redundanten Kennlinien gegebenenfalls zu Schutzzwecken verwenden lassen.

5.1 Einfache sprungerregte Stromquelle

Im Modell „wind_hvdc.mdl“ wird das System durch eine einfache sprungerregte Stromquelle angeregt. Die Parameter der sprungförmigen Erregung sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Zeit [s]	Zustände
$0 \leq t \leq 0,9$	Einspeisung der Nennwirkleistung $P_{Wind} = 400MW$
$0,9 \leq t \leq 1,9$	Je Sekunde muss die Wirkleistung um 40% der eingespeisten Nennwirkleistung reduziert werden. $\Delta P = -40\% P_N \text{ pro Hz}$
$t \geq 1,9$	Wiedereinspeisung der Nennwirkleistung
$2,5 \leq t \leq 3,2$	Einbruch der Netzspannung: von der Nennspannung $U_N = 380kV$ auf 65% der Nennspannung $U_N' = 247kV$
$t \geq 3,2$	Nennspannung

Tabelle 5-1: Signifikante Zeitintervalle

Betrachten wir nun nachfolgend die Antwort des Systems auf die in Abbildung 5-1 dargestellte Leistungsänderung.

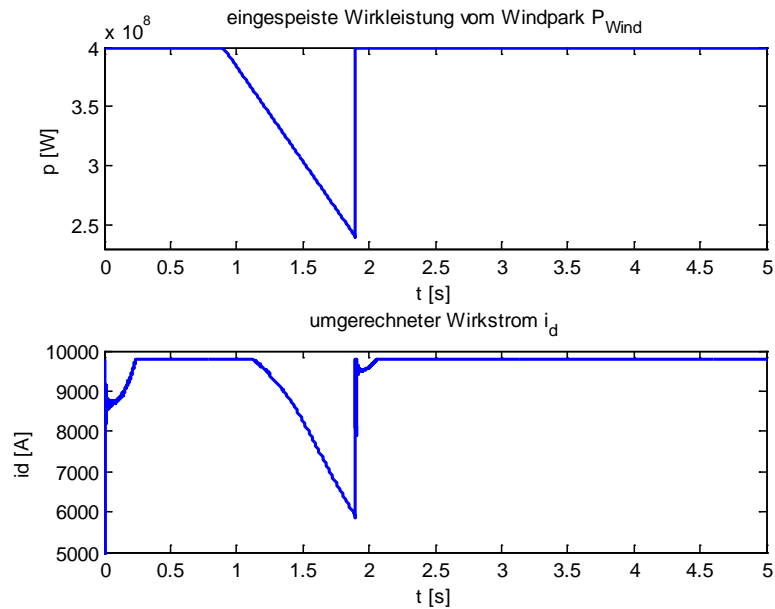


Abbildung 5-1: Simulationsresultat für die eingespeiste Wirkleistung und den umgerechneten Wirkstrom

Um an der Verknüpfungsstelle der gesteuerten Quellen eine phasenrichtige Einkopplung des in d-q-Koordinaten vorliegenden Stromsollwertes $i_{d_{Soll}}$ zu gewährleisten, muss der Wert zunächst in natürliche Koordinaten transformiert werden. Dazu können die konventionellen Koordinatentransformatoren angewendet werden, wenn man den Bezugswinkel unter Verwendung einer Phasenregelung (PLL) aus der am Anschlusspunkt anliegenden Spannung generiert. Das auszuwertende Zeitintervall für den vorstehend beschriebenen Vorgang ist $0,9 \leq t \leq 1,9$.

Der durch den Phasenregelkreis berechnete Referenzwinkel φ_{PLL} ist in Abbildung 5-2 gezeigt. Durch die Winkelregelung wird sichergestellt, dass der Winkel φ (blaue Kurve) der Anschlussspannung im stationären Systemzustand fast deckungsgleich mit dem gefilterten Referenzwinkel φ_{PLL} (grüne Kurve) ist. Durch die Filterwirkung des Phasenregelkreises steht letztlich der für die Koordinatentransformation notwendige phasenrichtige Grundschwingungswinkel der Anschlussspannung zur Verfügung.

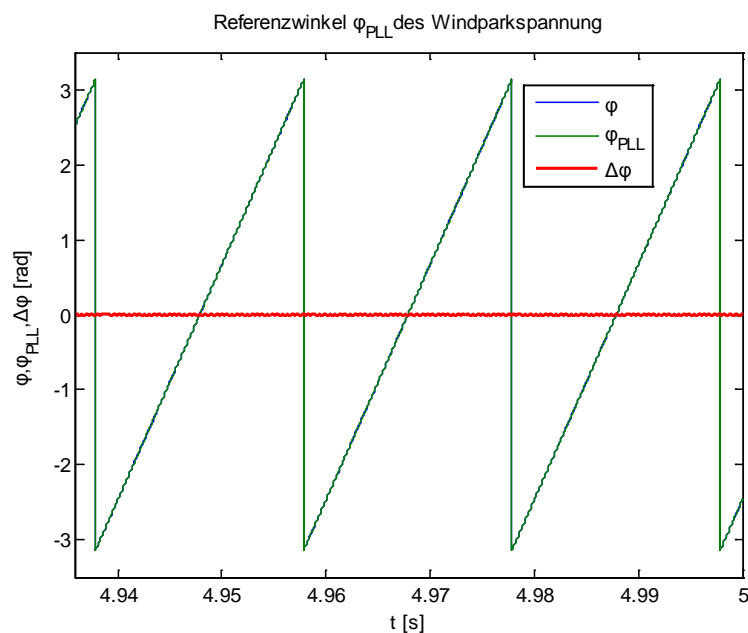


Abbildung 5-2: Simulationsresultat: Referenzwinkel φ_{PLL} der Windparkspannung

Eine weitere Anregung des Systems erfolgt durch einen landseitig auftretenden dreipoligen Spannungseinbruch. Diese Absenkung um 35% der Nennspannung könnte beispielsweise durch einen stromrichterfernen dreipoligen Kurzschluss

verursacht worden sein. Für dieses Ereignis soll die landseitig implementierte Strombegrenzungsregelung auf seine Funktionstüchtigkeit geprüft werden. Gemäß Tabelle 5-1 ist dazu das Zeitintervall $2,5 \leq t \leq 3,2$ auszuwerten.

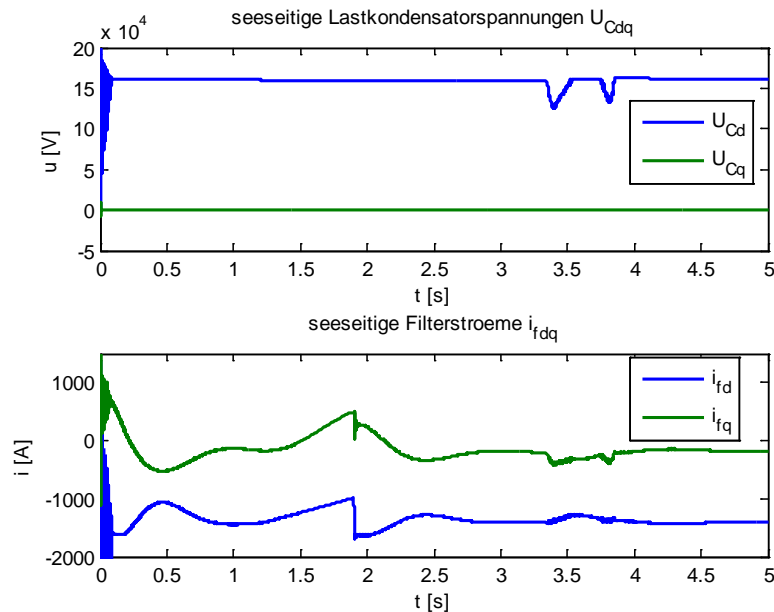


Abbildung 5-3: Simulationsresultat für die Istwerte der seeseitigen Lastspannungen und für die Filterströme in d-q-Komponenten

Untersuchungsgegenstand ist nachfolgend zunächst das seeseitige Systemverhalten. In Abbildung 5-3 sind die Graphen der Wechselrichterausgangsströme sowie die vom Wechselrichter generierte Inselnetzspannung dargestellt. Diskutieren wir zunächst die Auswirkungen der in Abbildung 5-1 gezeigten Wirkleistungsänderung auf das Systemverhalten. Wie zu erwarten war, nimmt infolge des Absinkens der injizierten Wirkleistung (WKA) auch die durch die HGÜ zu übertragende Wirkleistung ab. Da der Gradient der Leistungsänderung gegenüber der Dynamik der Spannungsregelung relativ gering ist, kann kein signifikanter Einfluss auf die Amplitude der Inselnetzspannung festgestellt werden. Ein anderes Verhalten zeigt das System im Falle des landseitig auftretenden Spannungseinbruchs. Bedingt durch das Auslösen des landseitig implementierten Strombegrenzungsmodus kommt es entsprechend Abbildung 5-5 zu einem größeren Einbruch in der Zwischenkreisspannung. Auch bedingt durch die begrenzende Wirkung des Modulators reicht die Dynamik der Spannungsregelung nicht aus, um diesen Einbruch im offshoreseitigen AC-Netz

vollständig zu kompensieren. Ein nicht unerheblicher Spannungseinbruch ist die unmittelbare logische Folge.

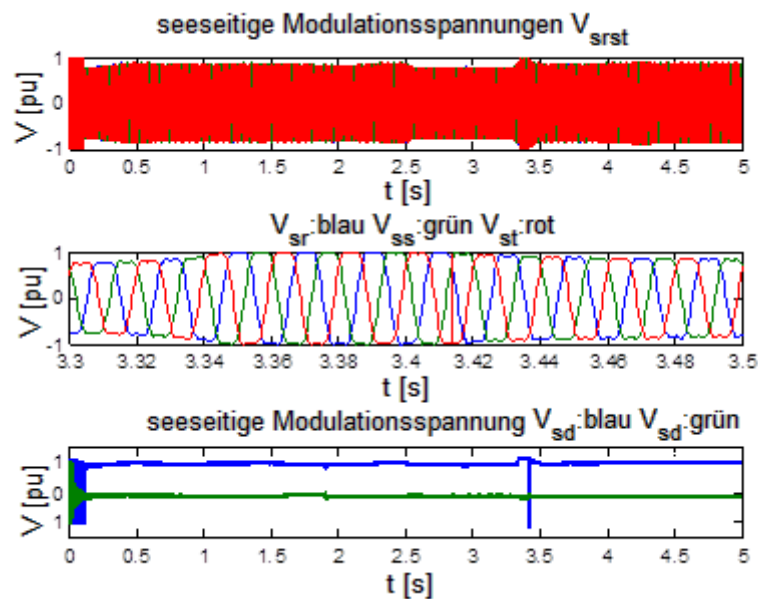


Abbildung 5-4: simulierte seeseitige Modulationsspannungen dreiphasig und in d-q-Komponenten

Zum Schutz des Zwischenkreises vor transienten Überspannungen wurde der im Abschnitt 3 näher beschriebene DC-Chopper eingesetzt. Anhand der nachfolgenden Simulationsergebnisse soll dessen Wirkungsweise beschrieben werden.

Ausgangspunkt der Untersuchungen ist auch hier wieder der landseitige Spannungseinbruch. In dessen Folge greift – da bei konstanter WKA-Leistung eine Stromerhöhung zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichtes notwendig ist – gemäß Abbildung 5-6 der Strombegrenzungsmodus des landseitigen VSC ein, sodass dessen überlagerte Zwischenkreisspannungsregelung zeitweilig außer Kraft gesetzt wird. Der seeseitige VSC überträgt jedoch, da keine Leistungsabsenkungen bei den Windkraftanlagen erfolgen, unvermindert die Leistung in den Spannungszwischenkreis. Ein Anstieg der Zwischenkreisspannung ist die unmittelbare Folge. Steigt diese Spannung über die im Hystereseregler des DC-Choppers vorgegebene Schwelle von 110% der Nennzwischenkreisspannung, so wird dieser aktiviert und leitet nun die überschüssige Energie ab. Ab dem Zeitpunkt von

$t=2,75\text{s}$ (grüne Kurve in Abbildung 5-5) kann so ein weiteres Anwachsen der Zwischenkreisspannung sicher verhindert werden.

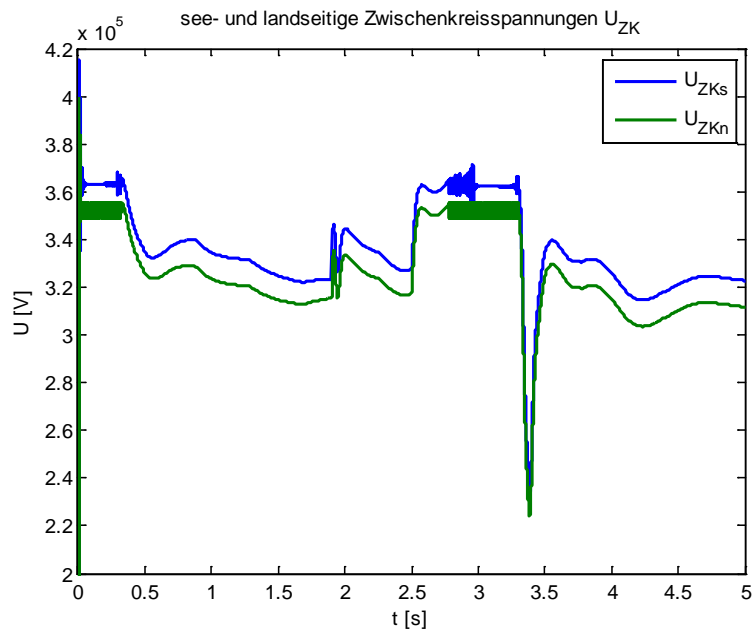


Abbildung 5-5: Simulationsresultat für die see- und landseitige Zwischenkreisspannung

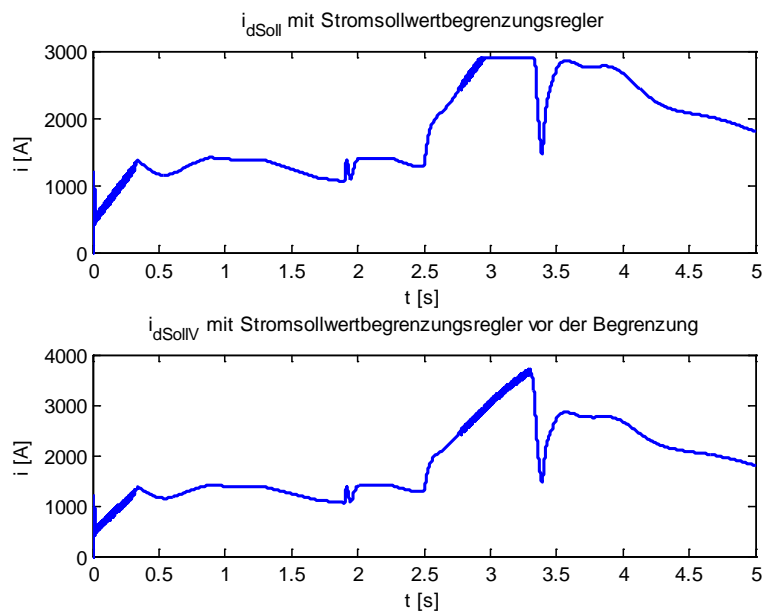


Abbildung 5-6: Simulationsresultat für den landseitigen Wirkstromsollwert des Filters

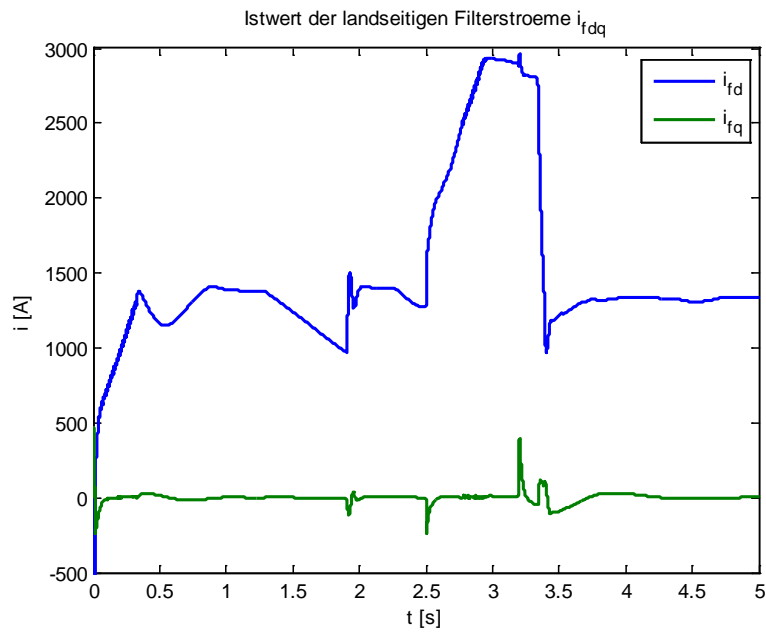


Abbildung 5-7: Simulationsresultat für die Istwerte der landseitigen Filterströme

Bedingt durch den Bezugspunkt der gemessenen PLL-Spannung resultiert ein geringer Blindleistungsbedarf des vorgeordneten Netzes.

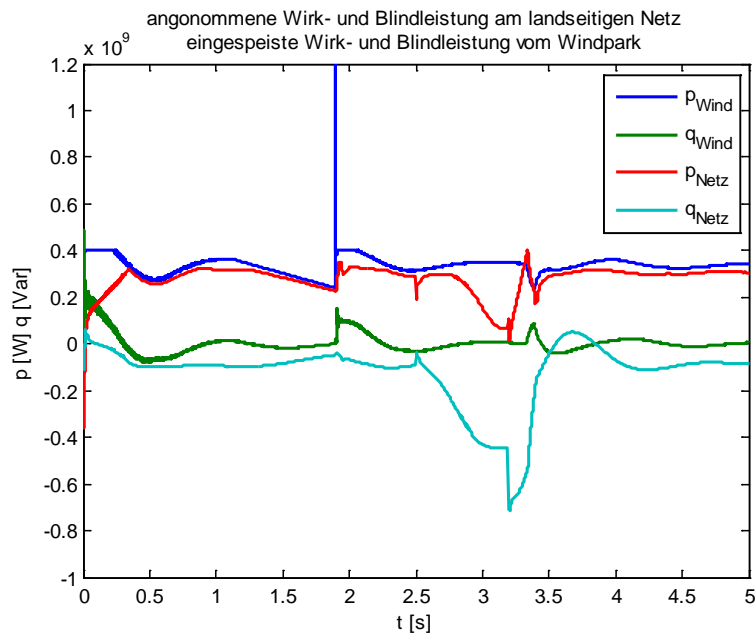


Abbildung 5-8: Simulationsresultat für die eingespeisten Wirk- und Blindleistungen vom Windpark und die angenommenen Wirk- und Blindleistungen am Land

5.2 Gesteuerte Stromquelle mittels Kennlinienverfahren

Das im Kap. 4 dargestellte Verfahren wird nachfolgend unter Nutzung des Simulationsmodells „wind_hvdc_t.mdl“ analysiert. Dabei wurde das dort beschriebene Kennlinienverfahren in das Gesamtmodell der HGÜ implementiert und so der Einfluss des Verfahrens auf das Modell untersucht.

Zeit [s]	Zustände
$1 \leq t < 1,2$	Nennspannung des Offshore-Wechselrichters $U_{N_WR_S} = 195kV$
$1,2 \leq t \leq 1,7$	90 % der Nennspannung des Offshore-Wechselrichters
$1,7 < t \leq 5,0$	Nennspannung des Offshore-Wechselrichters
$t \geq 2,5$	die Frequenz des Offshore-Wechselrichters wird von 50 Hz auf 50,355 Hz ansteigen.
$3,0 \leq t \leq 3,5$	Einbruch der Netzspannung: von der Nennspannung $U_N = 380kV$ auf der 65% Nennspannung $U_N' = 247kV$
$t \geq 3,5$	Nennspannung des landseitigen Netzes
	gelieferte Nennwirkleistung vom Windpark $P_{Wind} = 320MW$

Tabelle 5-2: Signifikante Zeitintervalle

Die folgenden gesteuerten Ströme (Abbildung 5-9) der WKA wurden durch das Kennlinienverfahren vorgegeben. Dabei wird zuerst mit Hilfe der Kennlinien ein entsprechender Wirkleistungswert bestimmt, der anschließend in einen entsprechenden Wirkstromsollwert umgerechnet wird.

Die eingespeiste Wirk- und Blindleistung der WKA ist somit abhängig von der Frequenz des Offshore-Wechselrichters und der Amplitude der Lastspannung. Zwischen dem Zeitintervall $1,2 \leq t \leq 1,7$ wurde zu Testzwecken ein Lastspannungseinbruch vom Wechselrichter vorgegeben, damit eine zusätzliche Blindstromkomponente gemäß des Kennlinienverfahrens eingespeist wird. Ab dem Zeitpunkt von $t=2,5s$ wurde die Frequenz des Offshore-Wechselrichters zu

Testzwecken erhöht, so dass sich der eingespeiste Wirkstrom bzw. die eingespeiste Wirkleistung verringern. Dieser Mechanismus kann gegebenenfalls später zur planmäßigen Leistungsreduktion der Windkraftanlagen im Fehlerfall eingesetzt werden. Er wird nachfolgend anhand der Abbildung 5-10 diskutiert. Dazu soll zunächst angenommen werden, dass landseitig – bedingt durch einen geeigneten Fehlerfall – die Strombegrenzungsregelung anspricht, woraus unmittelbar ein Anwachsen der Zwischenkreisspannung resultiert. Diese wird dann durch den DC-Chopper auf ein zulässiges Maß begrenzt, sodass ein Großteil der in den Windkraftanlagen erzeugten Leistung im Chopperwiderstand in Wärme umgesetzt wird. Unter Verwendung eines geeigneten von dem Chopper abzuleitenden Steuersignals kann nun eine gezielte Frequenzerhöhung generiert werden, sodass eine gezielte Leistungsreduktion eintritt. Eine Entlastung des Chopperwiderstandes ist die unmittelbare Folge dieser Vorgehensweise.

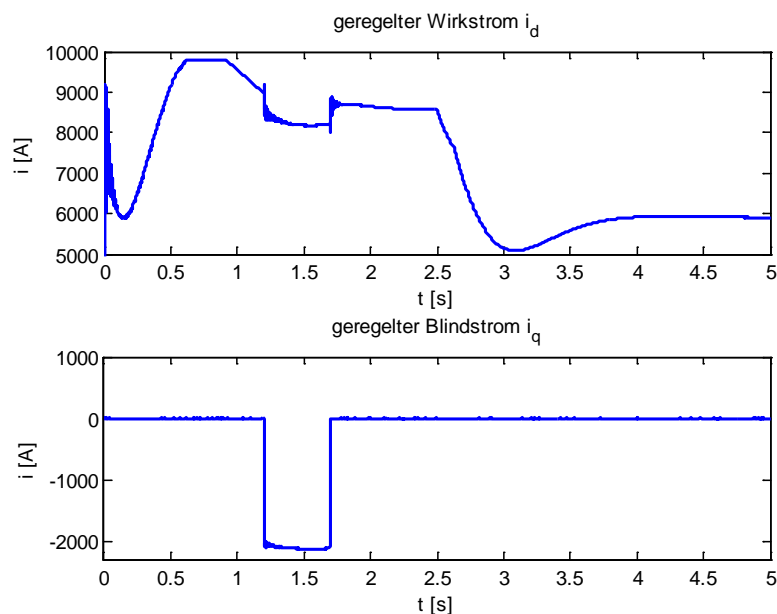


Abbildung 5-9: Simulationsergebnis für den geregelten Wirk- und Blindstrom der Stromquelle mit dem Kennlinienverfahren

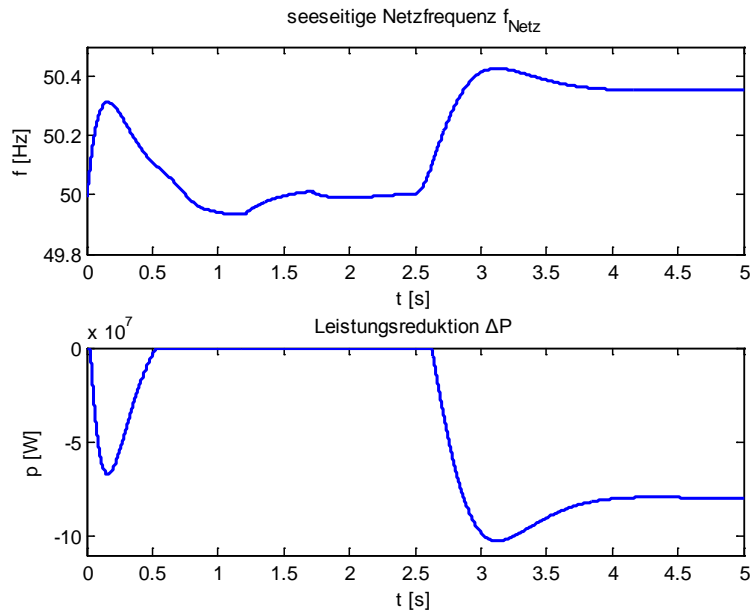


Abbildung 5-10: Simulationsergebnis für die seeseitige Netzfrequenz f_{Netz} und für die Leistungsreduktion ΔP

Aus Abbildung 5-10 geht die erforderliche Wirkleistung abhängig von der Netzfrequenz hervor. Wenn die Frequenz von 50 Hz auf 50,355 Hz bei $t=2,5\text{s}$ ansteigt, wird die Wirkleistung gemäß Gleichung (4.1) um 25% der Nennwirkleistung reduziert.

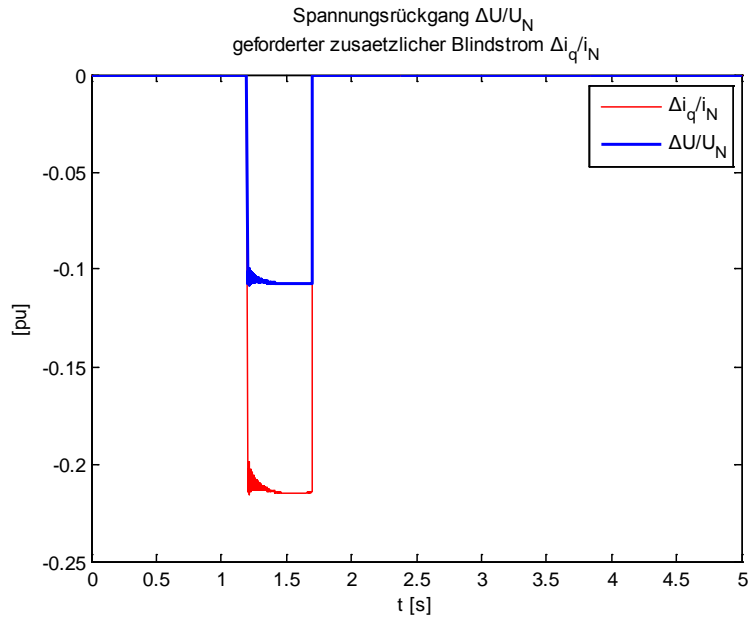


Abbildung 5-11: Simulationsresultat für $\Delta U / \Delta U_N$ und $\Delta i_q / \Delta i_N$

In Abbildung 5-12 wurde die Amplitude der PCC-Spannung des seeseitigen Netzes während des Spannungseinbruchs des Offshore-Wechselrichters nicht verringert sondern noch erhöht, da durch die Kennlinie zusätzlich Blindstrom injiziert wurde. Falls kein Blindstrom injiziert wird, bricht die seeseitige Netzspannung ein (vgl. Abbildung 5-13).

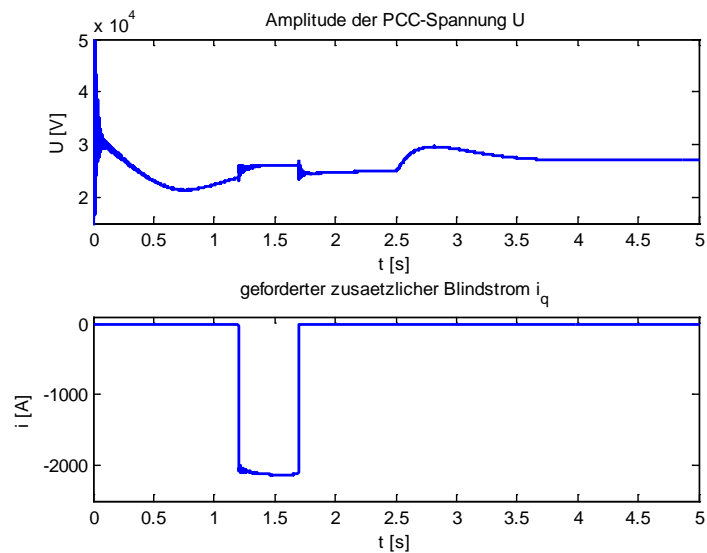


Abbildung 5-12: Simulationsresultat für die Amplitude der PCC-Spannung und für den geforderten zusätzlichen Blindstrom i_q

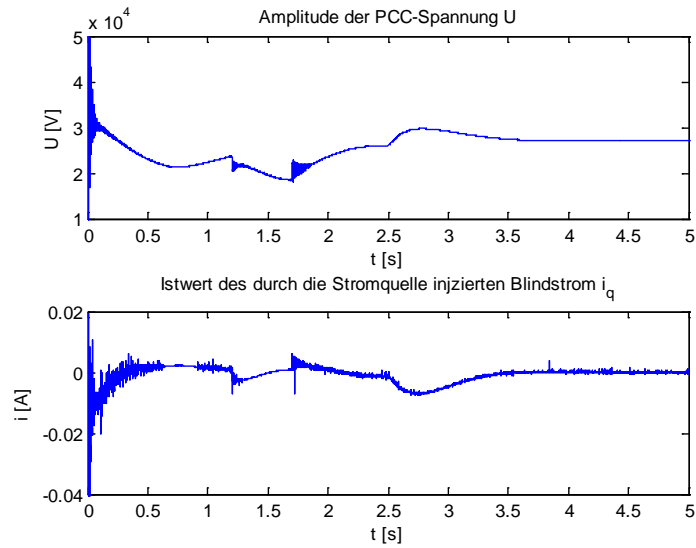


Abbildung 5-13: Simulationsergebnis für die Amplitude der PCC-Spannung und für den Istwert des Blindstroms i_q ohne geforderten zusätzlichen Blindstrom

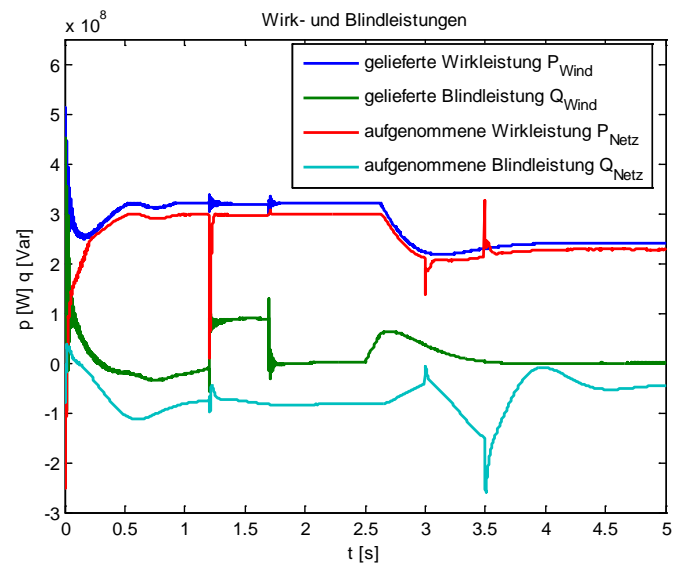


Abbildung 5-14: Simulationsergebnis für die seeseitig gelieferte Wirk- und Blindleistung und für die landseitig aufgenommene Wirk- und Blindleistung

Abschließend sollen noch einige übergeordnete Betrachtungen bezüglich des vorstehend untersuchten Kennlinienverfahrens angestellt werden.

Da die Nennfrequenz des Offshore-Netzes vom Wechselrichter vorgegeben wird, erfolgt bei Verwendung der vorstehend beschriebenen Regelungsverfahren und unter

regulären Betriebsbedingungen keine zusätzliche Wirkleistungsinjektion. Ähnlich verhält es sich mit der Spannungsamplitude. Der Sollwert wird letztlich vom Wechselrichter vorgegeben. Eine Anregung über die Spannungs-Blindleistungskennlinie erfolgt also letztlich nur im Fehlerfall.

6 Vertiefende Dynamikuntersuchungen im Offshore-Netz

Nachfolgend sollen vertiefende Betrachtungen bezüglich der Netzdynamik im Offshore-Inselnetz angestellt werden. Die Problematik ist insofern von besonderer Relevanz, da die dort auftretenden Anschlussbedingungen für eine WKA sich von den sonst üblichen klassischen Netzbedingungen stark unterscheiden. Konventionell werden die Anschlussbedingungen einer WKA im Wesentlichen von den Parametern Kurzschlussleistung S_k und dem Verhältnis R/X bestimmt. Bei einem durch einen Spannungswechselrichter generierten Inselnetz wird jedoch die Netzdynamik maßgeblich von der Regelungsstruktur und den Parametern des Spannungswechselrichters beeinflusst. Des Weiteren ist zu bedenken, dass ebenfalls die dynamischen Eigenschaften der WKA signifikant von deren Regelungstopologie bestimmt werden. Durch den Anschluss von WKA an ein solches Inselnetz entsteht so eine Gesamtkonfiguration von enormer Komplexität. Die dynamischen Eigenschaften dieser Gesamtopologie werden maßgeblich von der Struktur und Parametrierung der jeweiligen Regelungen bestimmt. Insbesondere liegt die Vermutung nahe, dass sich die unterschiedlichen Regelungsstrukturen z.B. durch eine ungünstige Parametrierung gegenseitig in unzulässiger Art und Weise beeinflussen und so zu unbeabsichtigten Anlagenzuständen führen. Die Wirkmechanismen derartiger fehlerhafter Zustände sind dabei zum Teil extrem komplex und oft abhängig von Details, deren simulative Nachbildung nur schwer möglich ist. So ist es z.B. denkbar, dass durch den Abtastalgorithmus des Reglers Resonanzen im Netz angeregt werden und so ein unzulässiger Anlagenzustand herbeigeführt wird. Die folgenden Betrachtungen dienen daher nur der Klärung einiger grundsätzlicher Sachzusammenhänge.

Zur Untersuchung der grundlegenden dynamischen Verhältnisse im Inselnetz wurde ein eigens dafür geschaffenes Simulationsmodell geschaffen, dessen grundsätzliche Struktur in Abbildung 6-1 enthalten ist. Dabei wurde zunächst vereinfachend vorausgesetzt, dass die Regelung der Zwischenkreisspannung durch den landseitigen Wechselrichter mit hinreichend hoher Dynamik erfolgt. Unter dieser Prämisse ist es

zulässig, von einer konstanten Zwischenkreisspannung für den Offshore-Wechselrichter auszugehen. Des Weiteren kann im Modell durch Umschaltung auf ein klassisches Netz mit ohmsch-induktiver Impedanz der Einfluss der Spannungsregelung auf die Dynamik des Inselnetzes abgeschätzt werden.

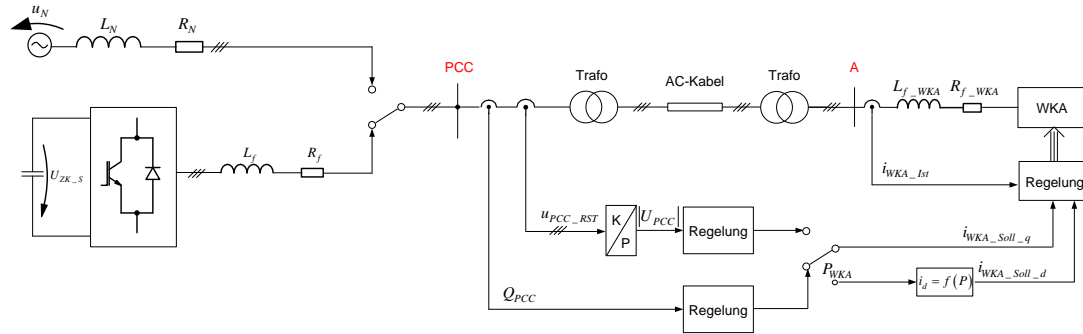


Abbildung 6-1: ESB eines Inselnetzes mit einer gesteuerten WKA

In den vorherigen Untersuchungsmodellen wurde die netzseitige Stromregelung der WKA durch eine einfache Stromquelle simuliert. Dies ist zulässig, wenn idealisierend angenommen wird, dass die Regelung über eine hinreichend hohe Dynamik verfügt. Um etwaige Beeinflussungsphänomene zwischen den Regelstrukturen untersuchen zu können, wird nachfolgend von dieser Idealisierung Abstand genommen. Demgemäß verfügt das WKA-Modell nun über eine komplett ausgeführte Netzstromregelung mit einem Stellglied in Form eines Wechselrichtermittelwertmodells. Ein weiteres signifikantes Merkmal der Topologie aus Abbildung 6-1 ist die optional einstellbare Blindstromsollwertvorgabe. In Abhängigkeit von dem zu wählenden Regelungsmodus erfolgt dabei die Sollwertvorgabe wahlweise durch einen überlagerten Spannungs(betrags)regler bzw. durch einen Blindleistungsregler. Damit ist es möglich, unter Beachtung der Stellgrößenbeschränkung, die Spannung bzw. den Blindleistungsfluss am PCC frei einzustellen. In der Regel wird man jedoch die Sonderfälle $q_{Soll} = 0$ bzw. $U_{Soll} = U_{Nenn}$ wählen.

Der an der WKA-Seite gemessene Strom \vec{i}_{WKA_Ist} wird zuerst in d-q-Koordinaten transformiert und dann durch einen PI-Regler geregelt. Die gesteuerte Spannung \vec{u}_{WKA} wird noch durch ein PT₁-Glied verzögert. Dieses PT₁-Glied charakterisiert die Padeapproximation der Rechentotzeit, wobei die Reihenentwicklung bereits nach dem

ersten Glied abgebrochen wurde. Bei der DSP-Programmierung entsteht die Totzeit infolge der Dauer eines Interruptzyklus ($f_T = 2250\text{Hz}$). Sie hat einen signifikanten Einfluss auf die Systemstabilität. Werden z.B. weitere Glieder der Approximation berücksichtigt, kann instabiles Systemverhalten eine der Folgen sein.

Abbildung 6-2 zeigt die Hauptstrecken der Netzstromregelung, wobei ideale Entkopplung vorausgesetzt wurde. Die Regelstrecke wird dabei durch die Filterimpedanz der WKA gebildet.

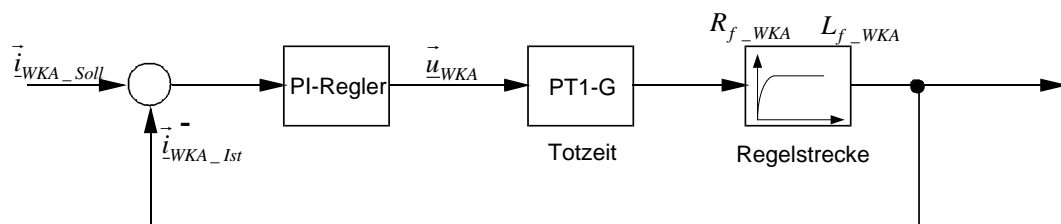


Abbildung 6-2: gesteuerte Spannungsquelle der WKA

Den Sollwert des WKA-Blindstroms kann man über zwei Möglichkeiten erhalten. Den erforderlichen Blindstrom kann man entweder durch die Regelung der PCC-Spannungsamplitude oder durch die Blindleistungsregelung des PCCs erhalten. Die gewünschte verfügbare Wirkleistung kann vorgegeben werden. Daraus wird der gewünschte Wirkstrom unter Verwendung der Funktion $i_d = f(P)$ berechnet. Anschließend wird der WKA-Strom entsprechend Abbildung 6-2 geregelt.

Wie in Abbildung 6-1 gezeigt, ist derzeit nur eine WKA am PCC angeschlossen. Das dynamische Verhalten des vorstehend beschriebenen Gesamtsystems soll nachfolgend unter Verwendung des Simulationsmodells „Inselnetz_1WEA.mdl“ analysiert werden. Die Simulationsergebnisse werden in Abschnitte 6.1 und 6.2 dargestellt.

6.1 Blindstromsollwertvorgabe durch eine überlagerte Spannungsregelung

In diesem Fall wird die Spannung am PCC konstant gehalten. Wenn die PCC-Spannung einbricht, muss ein zusätzlicher kapazitiver Blindstrom in das Inselnetz injiziert werden, damit die Spannung wieder auf den Nennwert angehoben wird. Die dreiphasigen Spannungen am PCC u_{PCC_RST} werden zuerst durch einen Block in die Amplitude U_{PCC} und die Phase transformiert. Danach wird der Spannungsbetrag durch einen PI-Regler auf den Sollwert geregelt. Der Sollwert ist gleich der Spannungsamplitude des Offshore-Wechselrichters $\hat{U}_{PCC} = 159,216\text{kV}$. Abbildung 6-3 zeigt die geregelte Amplitude, wobei die Anregung bei $t=2,5\text{s}$ durch einen Wirkleistungssprung von 50% auf 80% der Nennleistung erfolgt.

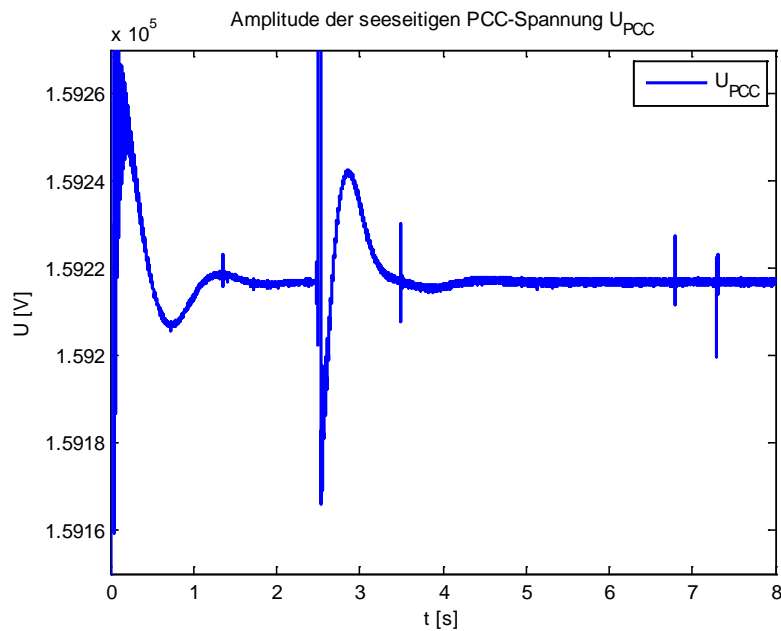


Abbildung 6-3: Simulationsergebnis für die geregelte Amplitude der PCC-Spannung

Abbildung 6-4 und Abbildung 6-5 zeigen die Soll- und Istwerte der d-q-Komponenten des WKA-Stroms.

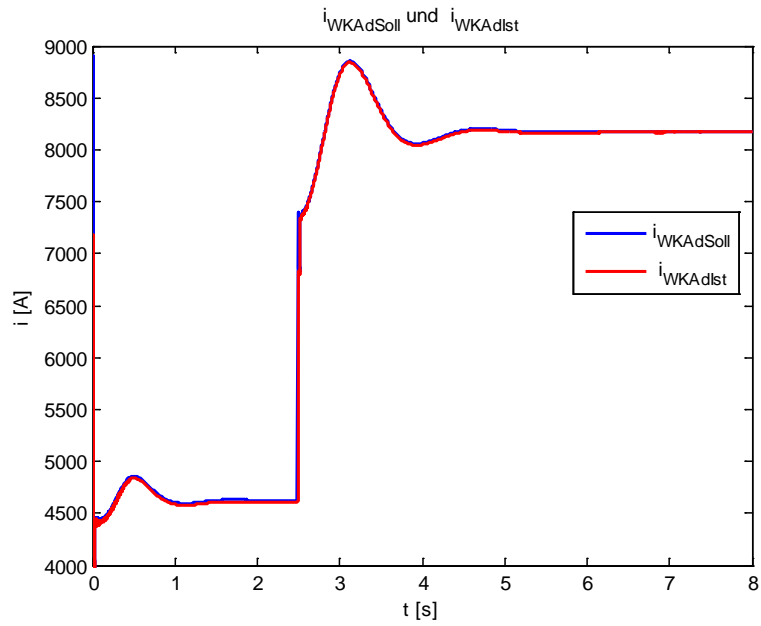


Abbildung 6-4: Soll- und Istwert des Wirkstroms der WKA mit Spannungsamplitudenregelung

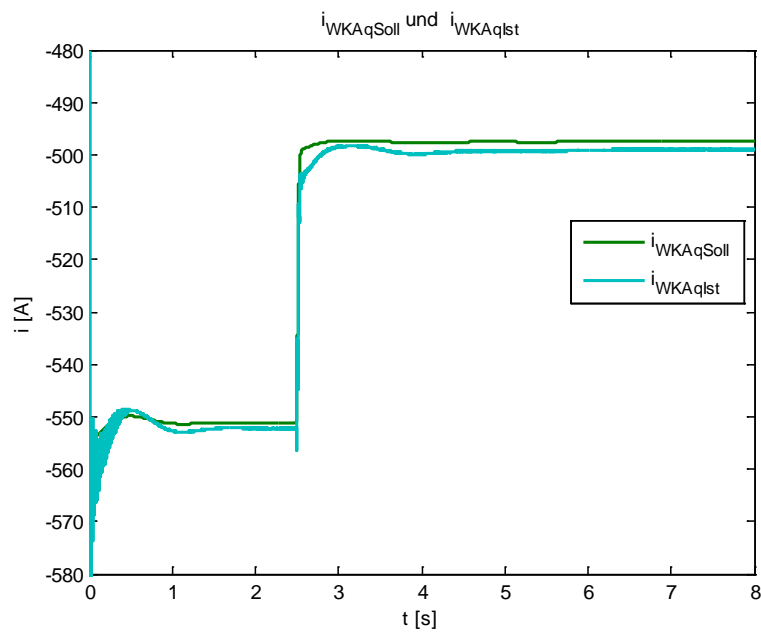


Abbildung 6-5: Soll- und Istwert des Blindstroms der WKA mit Spannungsamplitudenregelung

6.2 Blindstromsollwertvorgabe durch eine überlagerte Blindleistungsregelung

Nach der anderen Methode wird der erforderliche Blindstrom durch die Blindleistungsregelung vorgegeben. Nachfolgend soll der Sonderfall $q_{Soll} = 0$ betrachtet werden. Dabei wird durch die netzseitige Netzstromregelung der WKA ein zusätzlicher kapazitiver Blindstrom in der Weise eingespeist, dass der induktive Blindleistungsbedarf der Übertragungselemente (Leitung, Transformator) völlig kompensiert wird. In Abbildung 6-6 werden die Simulationsergebnisse der Wirk- und Blindleistung am PCC und der von der WKA gelieferten Wirk- und Blindleistung dargestellt, die in dem in Abbildung 6-1 angegebenen Punkt A gemessen werden.

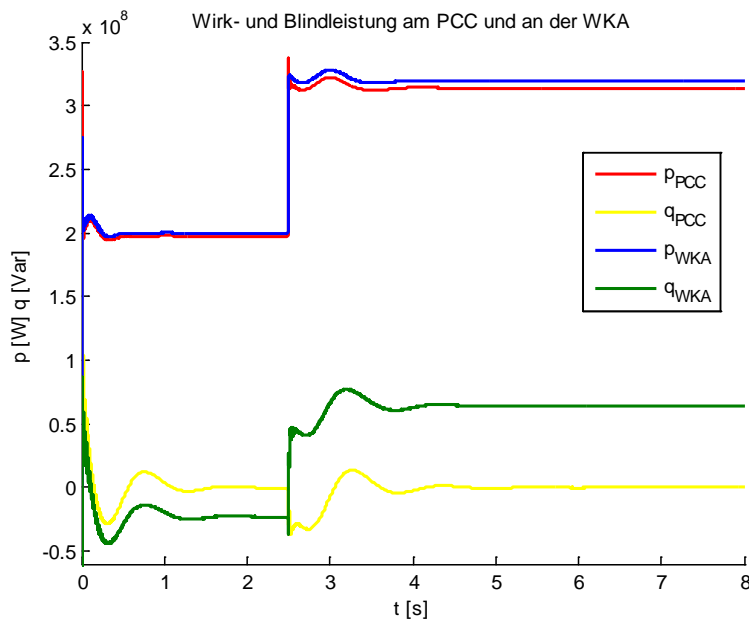


Abbildung 6-6: gemessene Wirk- und Blindleistung am PCC und an der WKA

Die grüne Kurve in Abbildung 6-6 ist nicht gleich Null, da von der WKA die Blindleistung, von der Impedanz verursacht, erzeugt wird. Die Blindleistung am PCC (gelbe Kurve) wird auf Null geregelt. Damit kann der von dem Blindleistungsregler gesteuerte Blindstrom die Blindleistung kompensieren. Die kompensierte Blindleistung wird gemäß Formel (6.1) berechnet.

$$q = \frac{3}{2} (u_d \cdot i_q - u_q \cdot i_d) \quad (6.1)$$

Die am Punkt A gemessene Spannung u_q ist gleich dem Wert Null. Damit ist die kompensierte Blindleistung nur abhängig von u_d und i_q . Um die induktive bzw. negative Blindleistung zu kompensieren, wird der kapazitive bzw. positive Blindstrom eingepreßt. Dagegen wird der induktive bzw. negative Blindstrom eingepreßt, wenn die kapazitive bzw. positive Blindleistung kompensiert werden muss. In Abbildung 6-8 wird der gesteuerte Blindstrom dargestellt.

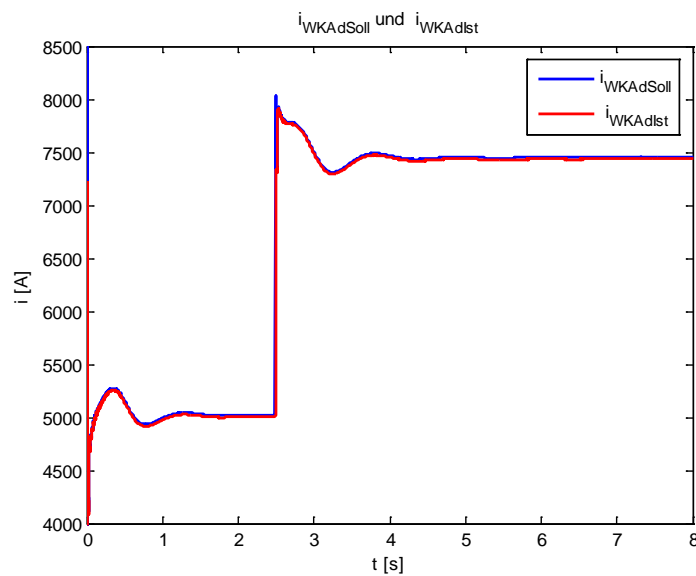


Abbildung 6-7: Soll- und Istwert des Wirkstroms der WKA mit der Blindleistungsregelung

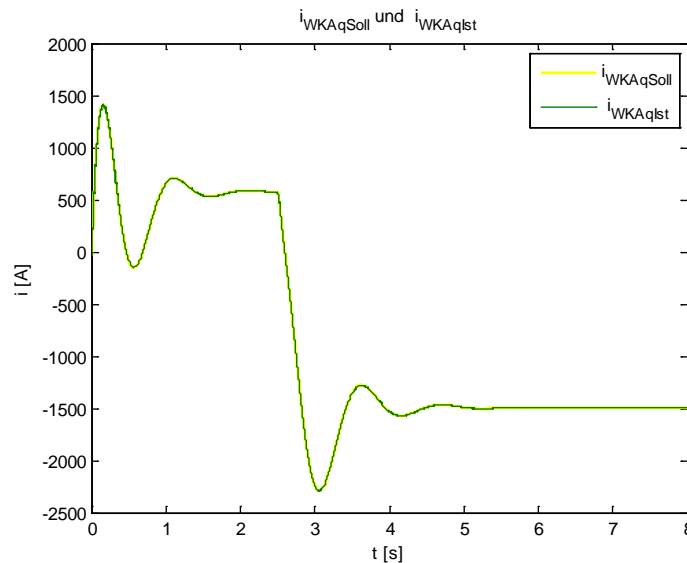


Abbildung 6-8: Soll- und Istwert des Blindstroms der WKA mit der Blindleistungsregelung

6.3 Stabilitätsuntersuchung

Untersuchungsgegenstand sei nachfolgend die Stabilität des Inselnetzes, wobei zu berücksichtigen ist, dass alle am System beteiligten Komponenten über eigene Regelungstopologien verfügen. Diese arbeiten natürlich nicht rückkopplungsfrei, sodass die Möglichkeit einer nachteiligen gegenseitigen Beeinflussung gegeben ist. So kann z.B. argumentiert werden, dass die Dynamik der Spannungsregelung des HGÜ-Inselnetzwechselrichters äquivalent zur klassischen Netzkurzschlussleistung wirkt, wobei eine hohe Dynamik mit einer hohen Kurzschlussleistung korreliert und umgekehrt. Bei konventionellen Anschlussbedingungen ist bekannt, dass bei einer geringen Netzkurzschlussleistung die Beeinflussungsproblematik eher zunimmt. Auf jeden Fall besitzen die Netzimpedanzverhältnisse einen signifikanten Einfluss auf die Stabilität der Netzstromregelung.

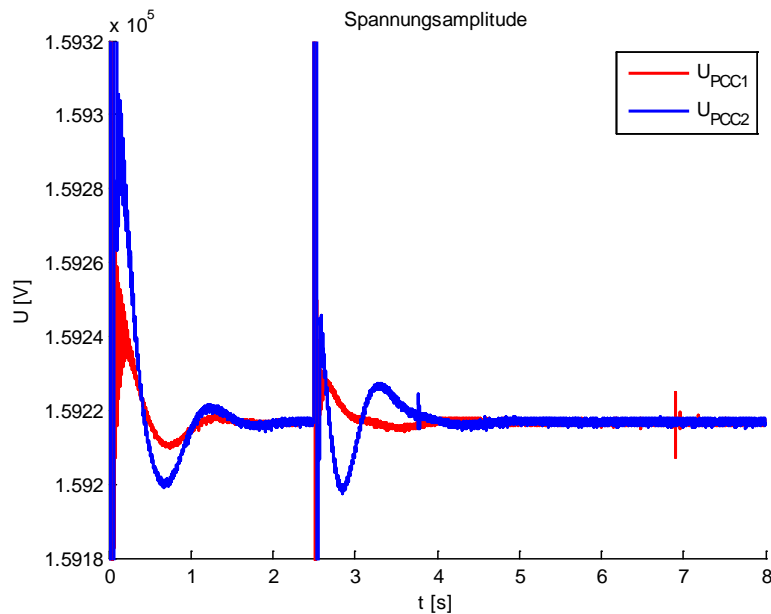


Abbildung 6-9: Spannungsamplituden am PCC mit verschiedenen Regelparametern

Zur Stützung der vorstehend geführten Argumentation dienen die in Abbildung 6-9 enthaltenen Simulationsergebnisse. Die Verläufe zeigen den Einfluss einer Dynamikänderung der Spannungsregelung des Inselnetzwechselrichters auf die geregelte PCC-Spannung. Die rot gekennzeichnete Kurve zeigt das Verhalten der Spannung infolge einer sprungförmigen Wirkleistungsänderung bei hoher Dynamik der Inselnetzspannungsregelung (hohe Netzkurzschlussleistung). Wird die Dynamik infolge einer Neuparametrierung der Spannungsregler ($0.5K_r; 2T_n$) herabgesetzt, vermindert sich die Stabilitätsreserve der WKA-Spannungsregelung, was entsprechend der blau gekennzeichneten Kurve mit einem erhöhten Überspringen korreliert.

Ein weiteres Beeinflussungsproblem kann bei der Parallelschaltung mehrerer identisch angenommener WKA entstehen. Wird beispielsweise die Anzahl der an das Inselnetz angeschlossenen Anlagen stetig erhöht, resultiert daraus unmittelbar eine Veränderung der Netzstromregelparameter des fiktiven Ersatz-Netzwechselrichters. Dieser Effekt soll unter Verwendung der nachfolgenden Simulationsergebnisse beschrieben werden.

Auf der Basis des Simulationsmodells einer netzstromgeregelten WKA werden 1, 2 und schließlich 3 topologieidentische Windkraftanlagen simuliert, um die Systemstabilität zu untersuchen. In Abbildung 6-10 ist ein Modell mit 3 parallelen Windkraftanlagen enthalten, von denen jeweils 1/3 der Nennwirkleistung geliefert wird.

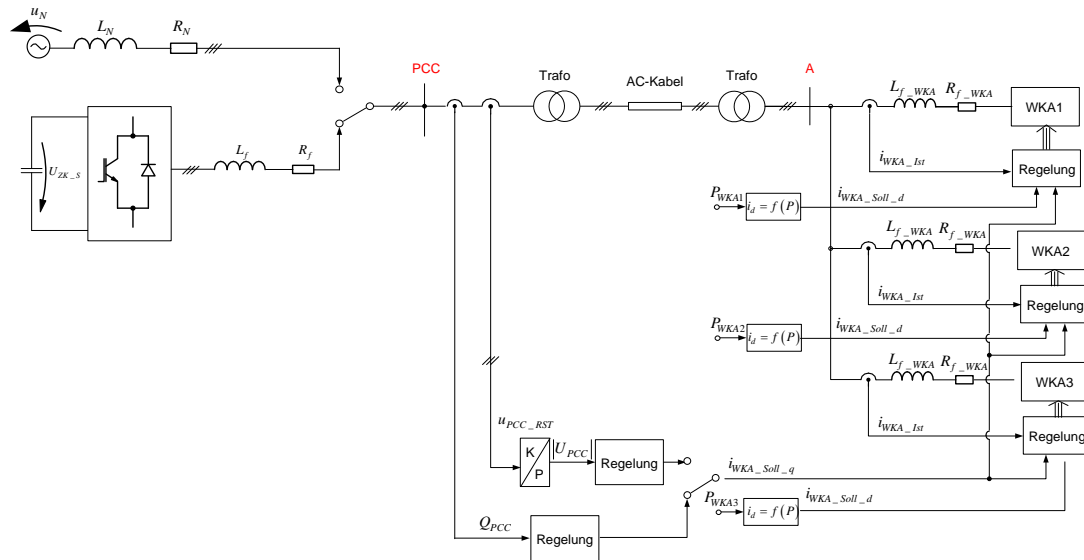


Abbildung 6-10: ESB eines Inselnetzes mit 3 parallelen netzstromgeregelten Windkraftanlagen

In diesem Modell werden die Blindstromsollwerte der Windkraftanlagen separat durch die Regelung der Spannungsamplitude und die Blindleistungsregelung nachgebildet. Anhand der Kurven aus der Abbildung 6-11 wird der oben geschilderte Effekt deutlich. Die rot gekennzeichnete Kurve zeigt die Dynamikeigenschaften des Gesamtsystems, wenn der gesamte Wirkleistungssprung von einer einzigen Anlage in das Inselnetz abgegeben wird. Die anderen Kurven (gelb und blau) zeigen den Fall identischer Wirkleistungsinjektion bei zwei bzw. drei parallelen Anlagen. Die Interpretation dieser Kurven lässt dabei auf ein stetiges Anwachsen der Ersatzschleifenverstärkung der Stromregelung schließen. Aus dieser Erkenntnis kann geschlossen werden, dass mit einer wachsenden Anzahl von an das Inselnetz angeschlossenen Windkraftanlagen die Schleifenverstärkung der Netzstromregelung den aktuellen Erfordernissen anzupassen ist. Deswegen ist die Systemstabilität abhängig von der Anzahl der Windkraftanlagen.

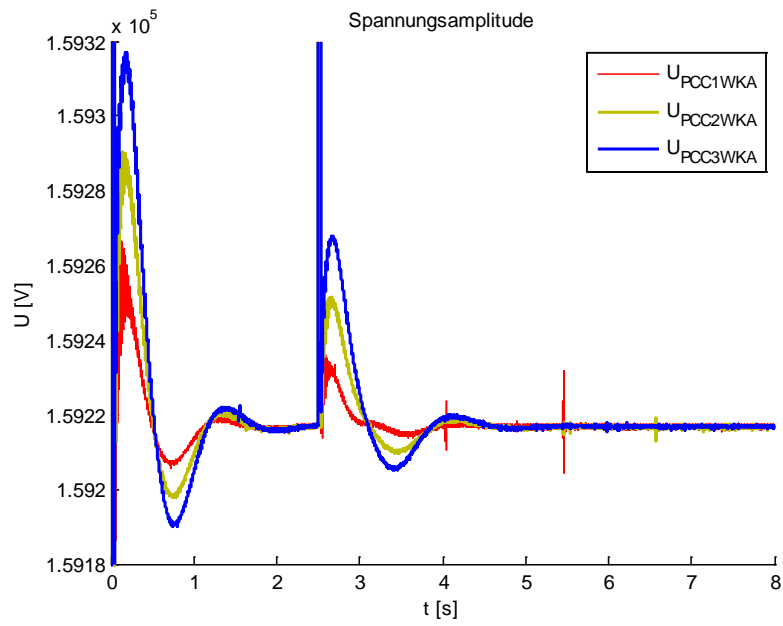


Abbildung 6-11: Spannungsamplituden am PCC bei Spannungsamplitudenregelung

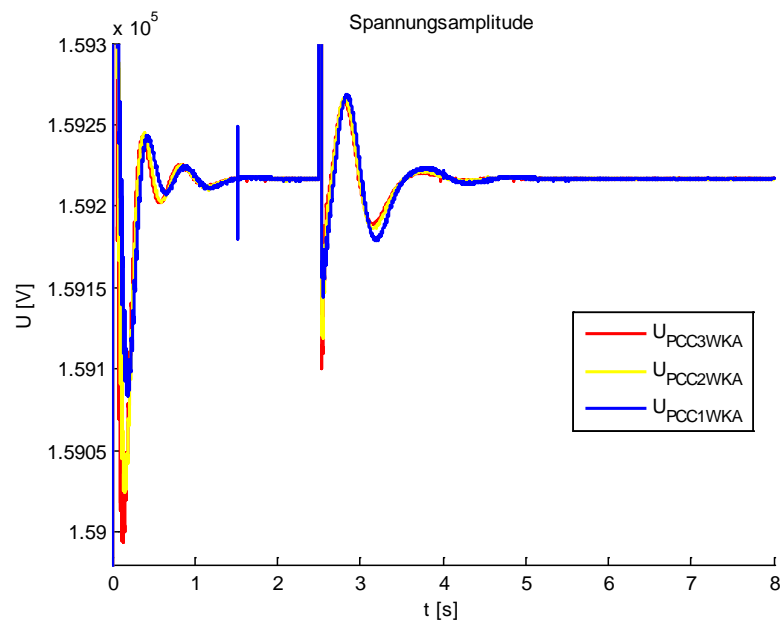


Abbildung 6-12: Spannungsamplituden am PCC bei Blindleistungsregelung

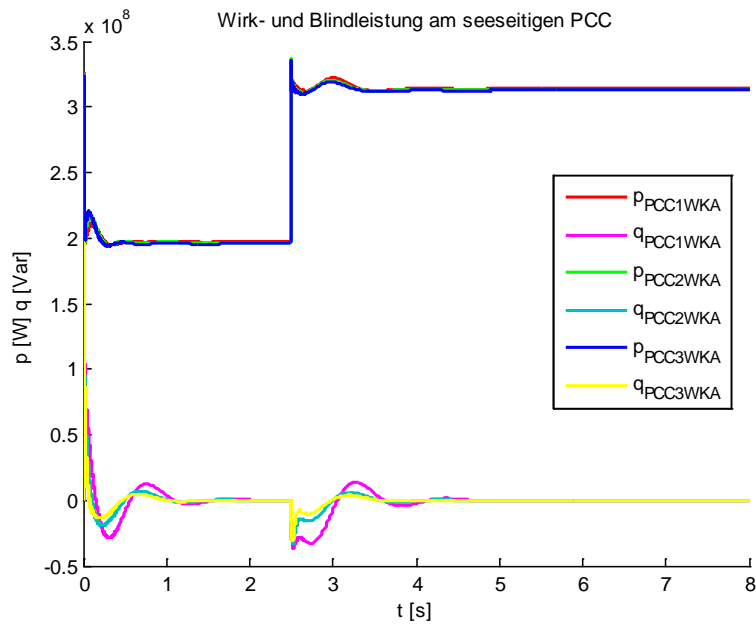


Abbildung 6-13: Wirk- und Blindleistung am PCC bei Blindleistungsregelung

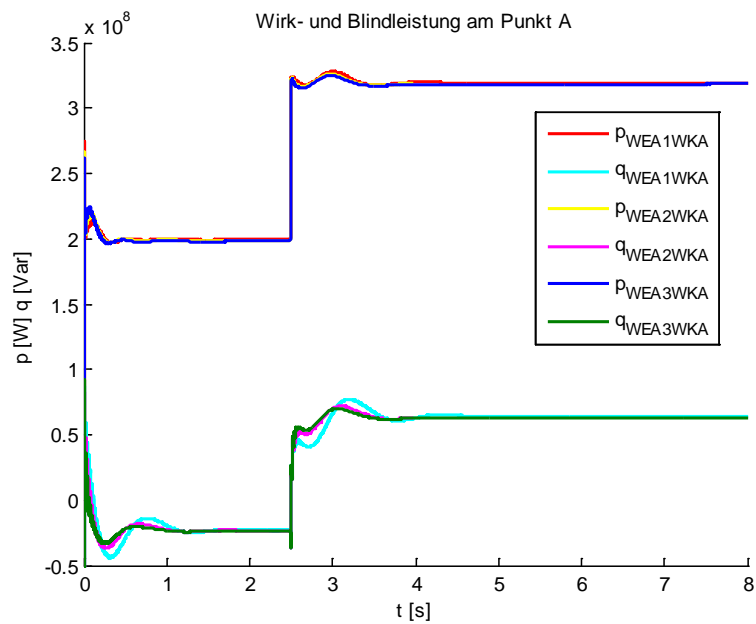


Abbildung 6-14: Wirk- und Blindleistung am Punkt A bei Blindleistungsregelung

Mit der Blindleistungsregelung kann die Blindleistung am PCC mit zunehmender Zahl angeschlossener Windkraftanlagen stabiler gemacht werden. Warum diese Situation entsteht, wird zurzeit nicht untersucht.

Eine andere Ursache, die zur Instabilität führt, ist das Totzeitglied. Wenn das PT_1 -Glied einfach als die Totzeit im Modell eingestellt wird, kann das System instabil werden. Nur durch neue Anpassungen der anderen PI-Regler-Parameter wird das System wieder stabil sein.

7 Leistungsdämpfung und Netzstabilität

Ein elektrisches Energieversorgungssystem setzt sich aus vielen einzelnen Elementen zusammen, die ein großes, komplexes und dynamisches System bilden. Der grundsätzliche Aufbau der elektrischen Energieversorgung ist schematisch in Abbildung 7-1 dargestellt. Hier wird gezeigt, dass das System aus drei Teilen besteht: Erzeugung, Übertragung und Verteilung [16].

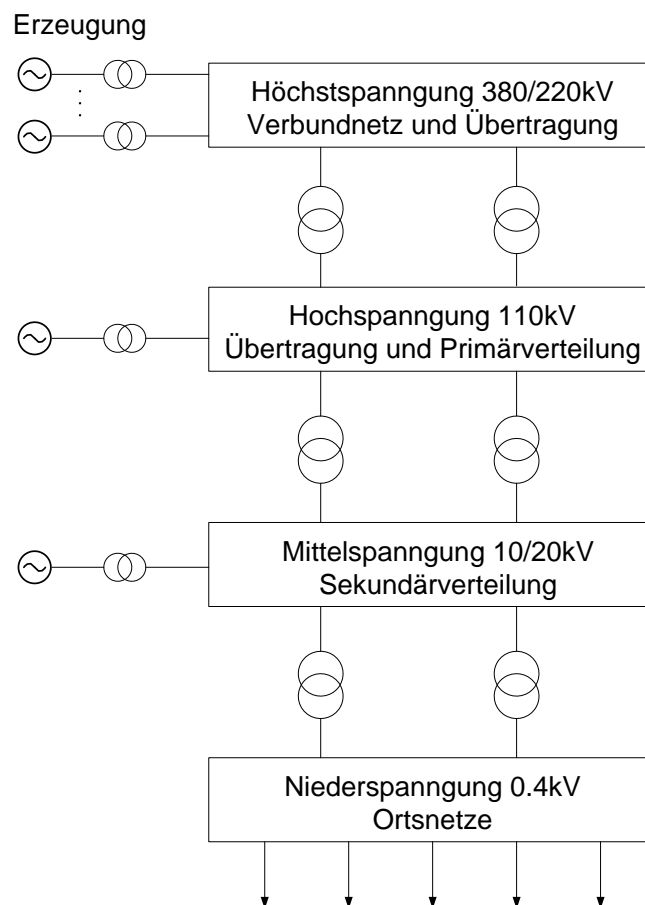


Abbildung 7-1: Grundsätzliche Struktur der elektrischen Energieversorgung [16], [18]

Die traditionelle Erzeugung von Elektroenergie erfolgt mit Hilfe von Synchrongeneratoren (Turbogeneratoren), die zumeist von Dampf- oder Gasturbinen angetrieben werden. Die von den Antriebsmaschinen gelieferte mechanische Energie wandelt der Synchrongenerator (SG) in elektrische Energien. Die Generatorspannung

wird durch den Kraftwerkstransformator hochspannungsseitig den Netzbedürfnissen angepasst. Die Energieübertragung und -verteilung bestehen üblicherweise aus Drehstromleitungen, die Drehstrom mit 50 Hz oder 60 Hz führen.

Die Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems bzw. die Netzstabilität kann verstanden werden als die Fähigkeit eines Systems, nach einer elektrischen Störung in angemessener Zeit in einen Gleichgewichtszustand zu kommen. Drei Größen sind für die Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems wichtig: Polradwinkel, Frequenz und Knotenpunktspannung. Damit kann die Netzstabilität in Polradwinkelstabilität, Spannungsstabilität und Frequenzstabilität unterteilt werden. Wenn eine große Störung auftritt, z.B. Kurzschluss in der Leitung, wird ein Ungleichgewicht zwischen dem Generator und dem Netz hervorgerufen. Der Rotor des Generators beschleunigt sich und die zwischen dem Netz und dem Generator ausgetauschte Leistung beginnt stark zu schwingen. Stromschwankungen oder Leistungsschwankungen können durch Änderung der Parameter des Übertragungssystems gedämpft werden. Eine solche Parameteränderung kann durch Einfügen zusätzlicher Netzwerkelemente, wie ein paralleles flexible AC transmission (FACTS)-Gerät, durchgeführt werden [16]. Der statische Kompensator (STATCOM) und der statische Blindstromkompensator (SVC) sind zwei Typen von FACTS-Geräten. Der STATCOM basiert auf dem Prinzip, dass ein Spannungszwischenkreis-Wechselrichter als steuerbare Wechselspannungsquelle arbeitet. Über die Filterimpedanz wird er mit dem Netz verbunden, so dass die Spannungsdifferenz über der Impedanz den Austausch der Wirk- und Blindleistung zwischen dem STATCOM und dem Übertragungsnetz erzeugt [17]. Im Rahmen dieser Arbeit wird der gesteuerte netzseitige Wechselrichter der HGÜ als paralleles Netzwerkelement verwendet, um Leistungsschwankung zu dämpfen.

7.1 Prinzip und Modell

Im Rahmen dieser Arbeit ist das Forschungsmodell in Abbildung 7-2 schematisch dargestellt. Die elektrische Energieerzeugung erfolgt traditionell mit Drehstromsynchrongenerator. Er wird modern von einer Dampfturbine angetrieben.

Der Generator wird mit einem 20/380-kV-Transformator über eine Leitung an die 380-kV-Netzebene angeschlossen. Somit speist ein Kraftwerk in die 380-kV-Ebene ein [19]. Bei der Energieversorgung mittels Windkraftanlagen wird diese über eine HGÜ an die 380-kV-Netzebene angeschlossen. Damit bilden traditionelle und regenerative elektrische Energieversorgungen zur Zeit das neue Netz. Wenn ein dreiphasiger Kurzschluss in der Leitung auftritt, beschleunigt der Rotor zuerst schnell. Damit beginnt die Leistung zwischen dem Netz und dem Generator zu schwingen. Durch Einspeisung des Wirk- oder Blindstroms über dem landseitigen Wechselrichter kann diese Leistungsschwingung gedämpft werden.

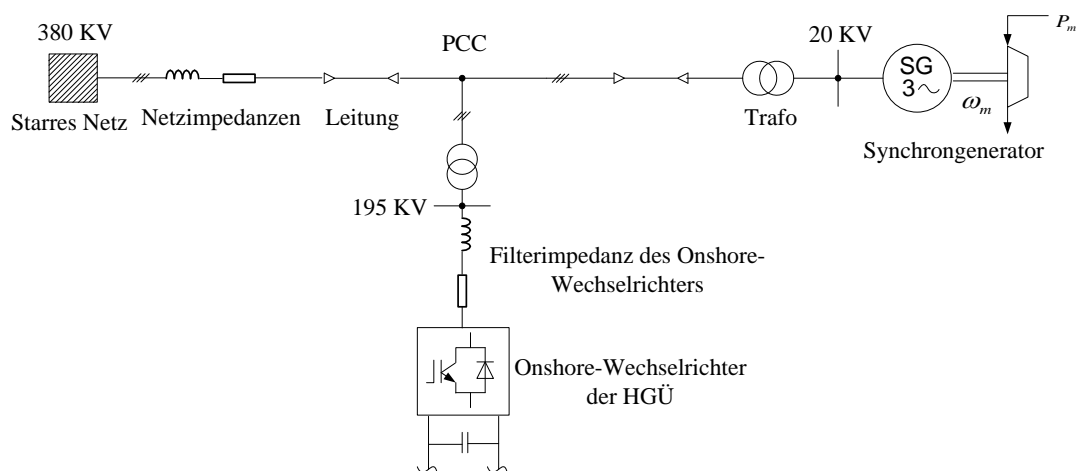


Abbildung 7-2: Topologie der elektrischen Energieversorgung

7.2 Mathematische Beschreibung des Systems

Die Topologie wird durch ein mathematisches ESB und die mathematischen Gleichungen interpretiert. In der Regel wird zuerst eine Bezugsspannung definiert. Dann werden alle Impedanzen und Spannungen des Netzes auf diese Spannung umgerechnet. Als Bezugsspannung wird die 20-kV-Spannungsebene gewählt. Gemäß der Topologie und mit der gewählten Bezugsgröße entsteht das ESB in Abbildung 7-3. In Abbildung 7-3 symbolisiert \vec{u}_N das starre Netz mit einer starren Frequenz und einer starren Spannung. Die Stromquelle \vec{i}_{WR} symbolisiert den von der HGÜ

eingespeisten Strom. Die Spannung \vec{u}_P stellt die Polradspannung des Synchrongenerators dar.

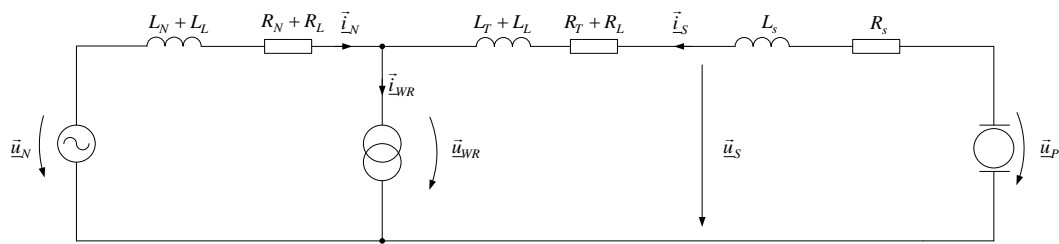


Abbildung 7-3: ESB mit Bezug auf 20kV Spannungsebene

Es wird angenommen, dass die komplexen Größen als die Zustandsgrößen im stationären Zustand dargestellt sind sowie die Gleichungen im stationären Zustand interpretiert werden. Aus dem ESB Abbildung 7-3 folgt das vereinfachte ESB in Abbildung 7-4 mit den vernachlässigten Widerständen. Darin bezeichnet man mit X_1 die gesamten Reaktanzen von Transformator, Leitungen und Generator und mit X_2 die Reaktanz des Netzes und der netzseitigen Leitung.

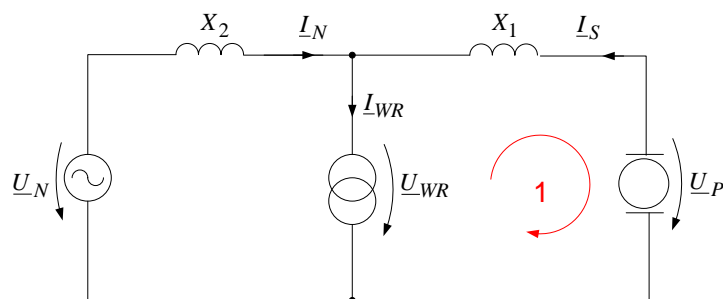


Abbildung 7-4: Vereinfachtes ESB für $R = 0$

7.2.1 Synchrongenerator am starren Netz

Beim Parallellauf eines Synchrongenerators mit dem Netz muss das dynamische Verhalten berücksichtigt werden. Die stationär abgegebene Scheinleistung (Gleichung (7.1)) lässt sich im Fall der idealen Vollpolmaschine und ohne Wechselrichter berechnen

$$\underline{S}_{10} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{P_{LL}} \cdot \underline{I}_S^* \quad (7.1)$$

Der Netzstrom \underline{I}_N entspricht dem Ständerstrom \underline{I}_S ohne Wechselrichter. Unter Nutzung der komplexen Zeigerrechnung folgt

$$\underline{I}_S = \frac{\underline{U}_{P_{LE}} - \underline{U}_{N_{LE}}}{j(X_1 + X_2)} \quad (7.2)$$

Man kann die konjugierte Größe schließlich erhalten

$$\underline{I}_S^* = j \frac{\underline{U}_{P_{LE}}^* - \underline{U}_{N_{LE}}^*}{(X_1 + X_2)} \quad (7.3)$$

Gleichung (7.3) kann mit der Leiter-Leiter-Größe umformuliert werden und folgt

$$\underline{I}_S^* = j \frac{\underline{U}_{P_{LL}}^* - \underline{U}_{N_{LL}}^*}{\sqrt{3}(X_1 + X_2)} \quad (7.4)$$

Setzt man die Gleichung (7.4) in Gleichung (7.1) ein, folgt

$$\begin{aligned} \underline{S}_{10} &= \frac{j}{X_g} (\underline{U}_P \underline{U}_P^* - \underline{U}_P \underline{U}_N^*) \\ &= \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta + j \frac{U_P^2 - U_P U_N \cos \delta}{X_g} \end{aligned} \quad (7.5)$$

mit $X_g = X_1 + X_2$, $\underline{U}_P = \underline{U}_{P_{LL}} = U_P e^{j\varphi_{U_P}}$, $\underline{U}_N = \underline{U}_{N_{LL}} = U_N e^{j\varphi_{U_N}}$, und δ = Polradwinkel zwischen dem Polrad und dem Netz.

Aus Gleichung (7.5) gilt für die Wirk- und Blindleistung des Synchrongenerators

$$P_{10} = \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta \quad (7.6)$$

$$Q_{10} = \frac{U_P^2 - U_P U_N \cos \delta}{X_g} \quad (7.7)$$

Damit ist die stationär von dem Synchrongenerator abgegebene Wirkleistung im Fall der idealen Vollpolmaschine eine Sinusfunktion des Polradwinkels. Für den

Generator ist der Polradwinkel positiv. Abbildung 7-5 zeigt diese Abhängigkeit. Die maximale abgegebene Wirkleistung ist $\frac{U_P U_N}{X_g}$ [19].

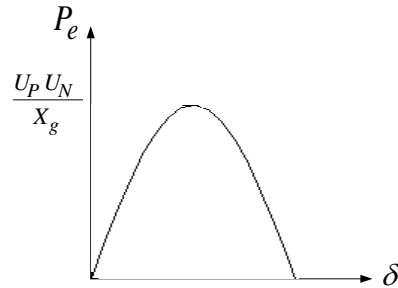


Abbildung 7-5: abgegebene Wirkleistung als Funktion des Polradwinkels

Die Bewegung des Polrads wird mit Gleichung (7.8) beschrieben

$$M_m - M_i - M_D = J \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{J}{P_p} \frac{d\omega}{dt} \quad (7.8)$$

mit M_m = mechanisches Drehmoment

M_D = Dämpfungsdrehmoment

M_i = inneres Drehmoment

J = Trägheitsmoment [19].

Zwischen der Drehzahl des Synchrongenerators ω und der starren Frequenz ω_0 besteht die Beziehung

$$\omega = \omega_0 + \Delta\omega = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt} \Rightarrow \Delta\omega = \frac{d\delta}{dt}. \quad (7.9)$$

Somit kann man auch schreiben

$$M_m - M_i - M_D = \frac{J}{P_p} \frac{d^2\delta}{dt^2}. \quad (7.10)$$

Statt des Drehmomentes kann man auch die Leistung verwenden, um die Polradbewegung exakt zu beschreiben

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e - D_d \frac{d\delta}{dt}, \quad (7.11)$$

worin $M = J\omega_0/P_p$ das Impulsmoment des Rotors ist und D_d den Dämpfungskoeffizienten darstellt.

Die stationären Zustandsgleichungen des Systems ergeben sich durch Einsetzen der Formel der stationär abgegebenen Wirkleistung in Gleichung (7.11) [16]

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= \Delta\omega \\ M \frac{d^2 \delta}{dt^2} &= P_m - \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta - D_d \frac{d\delta}{dt}. \end{aligned} \quad (7.12)$$

Das dynamische Verhalten für den Parallellauf eines Synchrongenerators zum Netz wird durch Gleichung (7.12) dargestellt.

7.2.2 Dynamisches Verhalten mit Wechselrichter

Der netzseitige Wechselrichter der HGÜ wird am PCC-Punkt parallel zum Netz angeschlossen (Abbildung 7-4). Aus Abbildung 7-4 folgt die Maschengleichung

$$\underline{U}_{P_{LE}} = \underline{I}_S jX_1 + \underline{U}_{WR_{LE}}. \quad (7.13)$$

Aus Gleichung (7.13) wird der Strom \underline{I}_S hergeleitet

$$\underline{I}_S = \frac{\underline{U}_{P_{LE}} - \underline{U}_{WR_{LE}}}{jX_1}. \quad (7.14)$$

Durch Bestimmung der Ersatzspannung \underline{U}_{ers} entsteht aus der Schaltung in Abbildung 7-4 die alternative Schaltung in Abbildung 7-6.

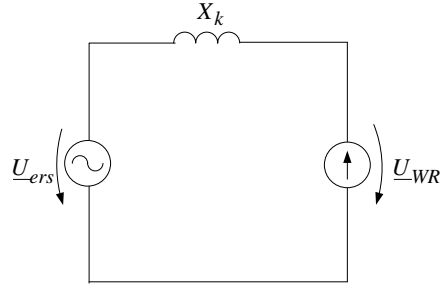


Abbildung 7-6: alternative Schaltung

Man kann die Wechselrichterspannung $\underline{U}_{WR_{LE}}$ durch die Spannung $\underline{U}_{ers_{LE}}$ darstellen [16]

$$\underline{U}_{WR_{LE}} = \underline{U}_{ers_{LE}} - jX_k \underline{I}_{WR} \quad (7.15)$$

$$\begin{aligned} \text{mit } \underline{U}_{ers_{LE}} &= X_k \left(\frac{\underline{U}_{P_{LE}}}{X_1} + \frac{\underline{U}_{N_{LE}}}{X_2} \right) \\ X_k &= \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2}. \end{aligned} \quad (7.16)$$

Werden Gleichung (7.15) und (7.16) in Gleichung (7.14) eingesetzt, folgt für den Strom

$$\underline{I}_S = -\frac{j}{X_g} \left(\underline{U}_{P_{LE}} - \underline{U}_{N_{LE}} + \frac{X_g}{X_1} jX_k \underline{I}_{WR} \right) \quad (7.17)$$

sowie den konjugierten Strom

$$\underline{I}_S^* = \frac{j}{X_g} \left(\underline{U}_{P_{LE}}^* - \underline{U}_{N_{LE}}^* - \frac{X_g}{X_1} jX_k \underline{I}_{WR}^* \right). \quad (7.18)$$

Setzt man Gleichung (7.18) in Gleichung (7.1) ein, folgt schließlich die mit dem Wechselrichter eingespeiste Scheinleistung

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= \frac{j}{X_g} \left(\underline{U}_P \underline{U}_P^* - \underline{U}_P \underline{U}_N^* \right) + \frac{X_k}{X_1} \sqrt{3} \underline{I}_{WR}^* \underline{U}_P \\ &= \underline{S}_{10} + \Delta \underline{S}_1. \end{aligned} \quad (7.19)$$

Wie oben erwähnt, wird der landseitige Wechselrichter der HGÜ noch als Kompensator für die Leistungsschwingungen verwendet [20]. Er wird durch eine parallele Stromquelle ersetzt, wie in Abbildung 7-3 angegeben. Den Strom \underline{I}_{WR} erhält man durch Multiplikation der Admittanz \underline{Y}_{WR} mit der Wechselspannung \underline{U}_{WRLE} (Gleichung(7.20))

$$\underline{I}_{WR} = \underline{Y}_{WR} \underline{U}_{WRLE} = \underline{Y}_{WR} \frac{\underline{U}_{WRLL}}{\sqrt{3}}. \quad (7.20)$$

Damit wird $\Delta \underline{S}_1$ aus Gleichung (7.19) wie folgt geschrieben

$$\Delta \underline{S}_1 = \frac{X_k}{X_1} \sqrt{3} \underline{Y}_{WR}^* \frac{\underline{U}_{WRLL}^*}{\sqrt{3}} \underline{U}_P = \frac{1}{X_1} \underline{U}_P X_k \underline{Y}_{WR}^* \frac{\underline{U}_{ersLL}^*}{1 - jX_k \underline{Y}_{WR}}. \quad (7.21)$$

Mit Hilfe der Formel (7.22)

$$\frac{1}{1+x} \approx 1-x \quad |x| < 1 \quad (7.22)$$

kann $\Delta \underline{S}_1$ approximiert werden. Wegen $|X_k \underline{Y}_{WR}| < 1$ erhält man in Gleichung (7.23) [16]

$$\Delta \underline{S}_1 = \frac{1}{X_1} \underline{U}_P \underline{U}_{ersLL}^* X_k \underline{Y}_{WR}^*. \quad (7.23)$$

Die Herleitung der Gleichung (7.23) führt zu der Beziehung

$$\Delta \underline{S}_1 = \left(\frac{j}{X_g} \left(\underline{U}_P \underline{U}_P^* - \underline{U}_P \underline{U}_N^* \right) - \frac{j}{X_1} \underline{U}_P^2 \right) jX_k \underline{Y}_{WR}^*. \quad (7.24)$$

Die Scheinleistungsänderung ist abhängig von der stationären Scheinleistung \underline{S}_{10} bzw. stationären Wirk- und Blindleistung P_{10} und Q_{10} sowie der konjugierten Admittanz

$$\underline{Y}_{WR}^* = G_{WR} - jB_{WR}. \quad (7.25)$$

Setzt man Gleichung (7.25) in Gleichung (7.24) ein, folgt

$$\begin{aligned}
\Delta \underline{S}_1 &= \left(\left(\frac{U_P^2}{X_1} - Q_{10} \right) X_k G_{WR} + P_{10} X_k B_{WR} \right) + j \left(P_{10} X_k G_{WR} - \left(\frac{U_P^2}{X_1} - Q_{10} \right) X_k B_{WR} \right) \\
&= \Delta P_1 + j \Delta Q_1.
\end{aligned} \tag{7.26}$$

Die Scheinleistungsänderung ist gleich der Summe der Wirkleistungsänderung und der Blindleistungsänderung. Schließlich erhält man die Beziehung für die Gesamtscheinleistung

$$\underline{S}_1 = (P_{10} + \Delta P_1) + j(Q_{10} + \Delta Q_1). \tag{7.27}$$

Für die Gesamtwirkleistung erhält man

$$\begin{aligned}
P_1 &= P_{10} + \left(\frac{U_P^2}{X_1} - Q_{10} \right) X_k G_{WR} + P_{10} X_k B_{WR} \\
\text{mit } P_{10} &= \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta \quad Q_{10} = \frac{U_P^2 - U_P U_N \cos \delta}{X_g}.
\end{aligned} \tag{7.28}$$

Aus Gleichung (7.28) geht hervor, dass die Schwankung der eingespeisten Wirkleistung durch die Injektion der Wirk- und Blindleistung vom Wechselrichter gedämpft werden kann. Die Leistungsänderung ist nicht nur von der stationären Leistung abhängig, sondern zusätzlich auch von dem Anschlusspunkt, wo der Wechselrichter zwischen dem Netz und dem Generator eingefügt wird (s. Abbildung 7-4). Die Leistungsinjektion wird nachfolgend vorgestellt.

Das Impedanzverhältnis X_1/X_2 wird abhängig von dem Anschlusspunkt des Wechselrichters bestimmt. Mit der Annahme $X_1 = aX_g$ folgt $X_2 = (1-a)X_g$, $X_k = a(1-a)X_g$. Theoretisch wird keine Blindleistung vom Generator ins Netz eingespeist, wenn Q_{10} Null ist. Die Koeffizienten G_{WR} und B_{WR} lauten:

$$K_{G_{WR}} = U_P^2 (1-a), K_{B_{WR}} = P_{10} X_g a (1-a). \tag{7.29}$$

Beide sind Funktionen der Variablen a . Die Funktionen werden in Abbildung 7-7 graphisch dargestellt. Der maximale Wert von $K_{G_{WR}}$ tritt bei $a=0$ auf. Für $K_{B_{WR}}$ liegt der maximale Wert bei $a=1/2$.

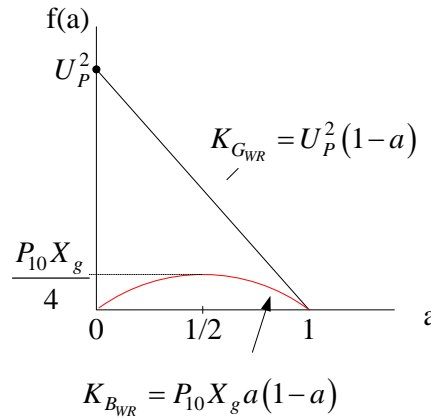


Abbildung 7-7: Funktion der Koeffizienten der Admittanz

Damit wird das Verhältnis der Koeffizienten $K_{G_{WR}}/K_{B_{WR}}$ nachfolgend umgerechnet

$$K_{G_{WR}}/K_{B_{WR}} = \frac{U_P^2}{aX_g P_{10}}. \quad (7.30)$$

Aus oben dargestellter Abbildung und der Gleichung ergibt sich, dass der Teil G_{WR} dominiert, wenn sich die Anschlussstelle generatornah befindet, bzw. $a=0$. Das heißt, dass die stärkste Dämpfung erzielt wird, wenn die Wirkleistungseinspeisung generatornah erfolgt. Wenn sich die Anschlussstelle netznah befindet, d.h. $a=1$ ist, dominiert weder die Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung noch durch die Blindleistungseinspeisung. Anhand der Parameterwerte ist das Verhältnis der Koeffizienten gleich 1.68. Damit ist die Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung noch besser als durch die Blindleistungseinspeisung. Die maximale Blindleistungseinspeisung tritt bei $a=0.5$ auf.

Die neuen dynamischen Zustandsgleichungen lauten:

$$\begin{aligned}
\frac{d\delta}{dt} &= \Delta\omega \\
M \frac{d^2\delta}{dt^2} &= P_m - P_{10} - \Delta P_1 - D_d \frac{d\delta}{dt} \\
\text{mit } P_{10} &= \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta \quad Q_{10} = \frac{U_P^2 - U_P U_N \cos \delta}{X_g} \\
\Delta P_1 &= \left(\frac{U_P^2}{X_1} - Q_{10} \right) X_k G_{WR} + P_{10} X_k B_{WR},
\end{aligned} \tag{7.31}$$

worin der Polradwinkel δ und die Abweichung von der Synchronfrequenz $\Delta\omega$ zwei Zustandsgrößen sind.

7.3 Stabilitätsuntersuchung

Die mathematische Beschreibung des Netzsystems (Gleichung (7.12) und (7.31)) ergibt ein nichtlineares System. Die Analyse nichtlinearer Systeme ist schwierig, da das Superpositionsprinzip hier nicht gilt. Die nichtlinearen Gleichungen weisen auf mehrere stationäre Punkte im nichtlinearen System hin. Das heißt, dass das System mehrere stationäre Zustände aufweist [22]. Für die Stabilitätsuntersuchung des nichtlinearen Systems wird in folgenden Abschnitten das Verfahren der Ljapunow-Funktion angewendet.

7.3.1 Ljapunow-Funktion

Das Verfahren nach Ljapunow setzt voraus, dass zuerst die Energiefunktion des Systems gebildet wird. Man nennt diese Funktion Ljapunow-Funktion. Anschließend sind die folgenden drei Schritte zur Untersuchung erforderlich [16][22]:

1. Die gesuchte Ljapunow-Funktion muss in der Umgebung des stationären Zustands stets positiv definiert sein. $V > 0$
2. Im stationären Arbeitspunkt muss der Gradient der Funktion gleich Null sein $\text{grad}(V) = 0$.

3. Die Differentialfunktion ist negativ definiert $dV/dt < 0$.

Demzufolge ist ein System stabil, wenn diese drei Bedingungen erfüllt werden.

7.3.2 Stabilitätsuntersuchung des Energieversorgungssystems

Aus Gleichung (7.12) werden zuerst die zwei stationären Arbeitspunkte berechnet. Es folgt

$$\delta_{B1} = \delta_{0,\Delta\omega_B} = 0 \quad \text{und} \quad \delta_{B2} = \pi - \delta_{0,\Delta\omega_B} = 0. \quad (7.32)$$

Die Multiplikation mit $\Delta\omega$ aus Gleichung (7.12) ergibt

$$M_{\Delta\omega} \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m \frac{d\delta}{dt} - \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta \frac{d\delta}{dt} - D_d \Delta\omega^2. \quad (7.33)$$

Mit Vernachlässigung des Dämpfungsteils $D_d \Delta\omega^2$ erhält man [16]

$$M_{\Delta\omega} \frac{d\Delta\omega}{dt} - P_m \frac{d\delta}{dt} + \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta \frac{d\delta}{dt} = 0. \quad (7.34)$$

Da diese Differentialgleichung gleich Null ist, ergibt das Integral eine Konstante. Man nennt diese Gleichung die Energiefunktion des Systems [16]

$$\begin{aligned} V &= \frac{1}{2} M_{\Delta\omega}^2 - \left[P_m (\delta - \delta_0) + \frac{U_P U_N}{X_g} (\cos \delta - \cos \delta_0) \right] \\ &= E_k + E_p. \end{aligned} \quad (7.35)$$

E_k = kinetische Energie

E_p = potentielle Energie

Mit Hilfe Hessian Matrix (Formel (7.36)) [16]

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 V}{\partial \Delta \omega^2} & \frac{\partial^2 V}{\partial \Delta \omega \partial \delta} \\ \frac{\partial^2 V}{\partial \delta \partial \Delta \omega} & \frac{\partial^2 V}{\partial \delta^2} \end{bmatrix} \quad (7.36)$$

ergibt sich

$$H[V] = \begin{bmatrix} M & 0 \\ 0 & \frac{U_P U_N}{X_g} \cos \delta \end{bmatrix} \quad (7.37)$$

mit $M > 0$ und $|\delta| < \frac{\pi}{2}$ ist die Matrix H positiv. Deshalb ist die Ljapunow-Funktion V in der Umgebung des ersten stationären Arbeitspunktes positiv. Gemäß der zweiten Bedingung wird der Gradient im ersten stationären Arbeitspunkt $\delta_{B1} = \delta_{0,\Delta\omega_B} = 0$ wie folgt berechnet

$$\text{grad} \begin{pmatrix} \left. \frac{\partial V}{\partial \Delta \omega} \right|_{\Delta \omega_0} \\ \left. \frac{\partial V}{\partial \delta} \right|_{\delta_0} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ -P_m + \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta_0 \end{pmatrix}. \quad (7.38)$$

Im stationären Zustand ist die mechanische Leistung P_m gleich der gelieferten elektrischen Wirkleistung P_{10} . Demzufolge ist die zweite Bedingung erfüllt. Für die dritte Bedingung ist $dV/dt < 0$ und folgt

$$\frac{dV}{dt} = \frac{dV}{d\Delta\omega} \frac{d\Delta\omega}{dt} + \frac{dV}{d\delta} \frac{d\delta}{dt} < 0. \quad (7.39)$$

Die Gleichungen (7.35) und (7.33) werden in Gleichung (7.39) eingesetzt. Es folgt

$$\frac{dV}{dt} = -D_d \Delta \omega^2 < 0 \quad \text{mit} \quad D_d > 0. \quad (7.40)$$

Damit erfüllt die Energiefunktion die drei für die Stabilität erforderlichen Bedingungen. Das heißt, dass das nichtlineare System im ersten stationären Arbeitspunkt $\delta_{B1} = \delta_{0,\Delta\omega_B} = 0$ stabil ist. Für den zweiten Arbeitspunkt

$\delta_{B2} = \pi - \delta_{0,\Delta\omega_B} = 0$ ist die Matrix H wegen $|\delta| > \frac{\pi}{2}$ negativ [16]. Dieser Arbeitspunkt ist folglich instabil. Deshalb darf der Polradwinkel 90° nicht überschreiten [19].

7.4 Regelungsstrategie

7.4.1 Bestimmung der Steuergröße

Wenn eine Störung z.B. ein Kurzschluss in einem Energieversorgungssystem auftritt, beschleunigt sich der Rotor des Generators. Damit steigt die kinetische Energie E_k des Generators. Danach wird die kinetische Energie in potentielle Energie E_p umgewandelt und ins Netz eingespeist. Dieser Vorgang führt zu Leistungsschwankungen. Die Leistung schwingt so lang weiter, bis das Dämpfungsmoment $D_d \frac{d\delta}{dt}$ des Generators die freigegebene Energie dissipiert. Dadurch kehrt das System wieder zum stationären Zustand zurück [16]. Die gesamte Energie dieses Energieversorgungssystems $V = E_k + E_p$ ist in Gleichung (7.35) dargestellt. Mittels der im oberen Abschnitt erwähnten Methode und Gleichung (7.31) wird die zeitliche Energieänderung (Gleichung (7.41)) hergeleitet

$$\frac{dV}{dt} = -D_d \Delta\omega^2 - \left(\frac{X_2 U_P^2}{X_1 X_g} + \frac{U_P U_N}{X_g} \cos \delta \right) X_k G_{WR} \Delta\omega - \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta X_k B_{WR} \Delta\omega. \quad (7.41)$$

G_{WR} und B_{WR} entsprechen den parallelen Elementen im System. Man kann die beiden Größen steuern, um schneller den stationären Zustand wieder herzustellen [16]. Die beiden Größen können mit Gleichung (7.42) interpretiert werden

$$\begin{aligned}
G_{WR} &= K_{\Delta\omega} \left(\frac{X_2 U_P^2}{X_1 X_g} + \frac{U_P U_N}{X_g} \cos \delta \right) X_k \\
B_{WR} &= K_{\Delta\omega} \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta X_k,
\end{aligned} \tag{7.42}$$

worin K der Koeffizient des Reglers ist. Damit kann ein Ersatzdämpfungsfaktor D_{ers} größer als Null erzielt werden. Dann wird $\frac{dV}{dt}$ umformatiert [16]

$$\begin{aligned}
\frac{dV}{dt} &= -D_d \Delta\omega^2 - D_{ers} \Delta\omega^2 \\
\text{mit } D_{ers} &= K \left(\left(\frac{X_2 U_P^2}{X_1 X_g} + \frac{U_P U_N}{X_g} \cos \delta \right)^2 + \left(\frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta \right)^2 \right) X_k^2.
\end{aligned} \tag{7.43}$$

Die durch Gleichung (7.42) gegebene Regelstrategie basiert auf den Zustandsgrößen δ und $\Delta\omega$. In der Regel stehen die beiden Regelgrößen nicht explizit an dem parallelen Wechselrichter zur Verfügung. Sie müssen aus Größen (Signalen) abgeleitet werden, die lokal gemessen werden können [16].

7.4.2 Reglerkonfiguration zur Dämpfung der Leistungsschwankung

Aus Abbildung 7-3 kann der Strom \underline{I}_{WR} mit den Spannungen und Impedanzen formuliert werden.

$$\underline{I}_{WR} = \underline{Y}_{WR} \underline{U}_{WRLE} = \frac{\underline{U}_{PLE} - \underline{U}_{WRLE}}{jX_1} + \frac{\underline{U}_{NLE} - \underline{U}_{WRLE}}{jX_2}. \tag{7.44}$$

Die Admittanz $\underline{Y}_{WR} = G_{WR} + jB_{WR}$ wird in Gleichung (7.44) eingesetzt. Es folgt

$$(G_{WR} + jB_{WR}) \underline{U}_{WRLE} = \frac{\underline{U}_{PLE} - \underline{U}_{WRLE}}{jX_1} + \frac{\underline{U}_{NLE} - \underline{U}_{WRLE}}{jX_2}. \tag{7.45}$$

Durch Multiplikation von X_k wird Gleichung (7.45) umformuliert

$$\underline{U}_{WRLL} (G_{WR} X_k - j(1 - B_{WR} X_k)) = -j \frac{\underline{U}_P X_2 + \underline{U}_N X_1}{X_g}. \quad (7.46)$$

Wegen $G_{WR} X_k \ll 1$ und $B_{WR} X_k \ll 1$ gilt für die Approximation der Wechselrichterspannung \underline{U}_{WRLL}

$$\underline{U}_{WRLL} \approx \frac{\underline{U}_P X_2 + \underline{U}_N X_1}{X_g}. \quad (7.47)$$

Die Polradspannung und Netzspannung werden durch die komplexen Formeln (7.48)

$$\begin{aligned} \underline{U}_P &= U_P \cos \delta + j U_P \sin \delta \\ \underline{U}_N &= U_N \end{aligned} \quad (7.48)$$

ersetzt. Schließlich erhält man

$$U_{WR} \cos \varphi + j U_{WR} \sin \varphi = \frac{U_P X_2 \cos \delta + U_N X_1}{X_g} + j \frac{U_P X_2 \sin \delta}{X_g} \quad (7.49)$$

$$\text{mit } \underline{U}_{WR} = \underline{U}_{WRLL} = U_{WR} e^{j\varphi}.$$

Das Quadrat des Betrages der Wechselrichterspannung und deren Phasenwinkel können berechnet werden

$$\begin{aligned} U_{WR}^2 &= \left(\frac{U_P X_2}{X_g} \right)^2 + \left(\frac{U_N X_1}{X_g} \right)^2 + \frac{2 U_P U_N X_1 X_2}{X_g^2} \cos \delta \\ \varphi &= \arctan \left(\frac{U_P X_2 \sin \delta / X_g}{(U_P X_2 \cos \delta + U_N X_1) / X_g} \right). \end{aligned} \quad (7.50)$$

Die Gleichungen (7.50) werden nach der Zeit abgeleitet und $X_k = \frac{X_1 X_2}{X_g}$ gesetzt. Es

folgt

$$\begin{aligned}
\frac{dU_{WR}^2}{dt} &= -2 \frac{U_P U_N}{X_g} \sin \delta X_k \frac{d\delta}{dt} \\
\frac{d\varphi}{dt} &= \frac{\frac{U_P^2 X_2}{X_1 X_g} X_k + \frac{U_P U_N}{X_g} \cos \delta X_k}{\left(\frac{U_P X_2}{X_g} \right)^2 + \left(\frac{U_N X_1}{X_g} \right)^2 + 2 \frac{U_P U_N X_1 X_2}{X_g^2} \cos \delta} \frac{d\delta}{dt}.
\end{aligned} \tag{7.51}$$

Der Betrag der Spannung U_{WR} und der Phasenwinkel φ können durch Messung der Wechselrichterspannung ermittelt werden. Im Kapitel 2 wurde diese Methode bereits erwähnt. Die im Kapitel 7 genannte Wechselrichterspannung \vec{u}_{WR} entspricht der im Abschnitt 2.4 genannten Spannung \vec{u}_F . Damit können der Spannungsbetrag und der Phasenwinkel des Wechselrichters gemäß Abbildung 2-17 ermittelt werden. Durch Vergleich der Gleichungen (7.51) und (7.42) wird deutlich, dass die beiden Größen U_{WR} und $\Delta\varphi$ die Steuergrößen G_{WR} und B_{WR} befriedigen können. Damit stehen U_{WR} und $\Delta\varphi$ als die Eingangssignale der Regelung zur Verfügung. Die umformulierten Gleichungen lauten:

$$\begin{aligned}
G_{WR} &= \frac{d\varphi}{dt} U_{WR}^2 K \\
B_{WR} &= -\frac{1}{2} \frac{dU_{WR}^2}{dt} K.
\end{aligned} \tag{7.52}$$

Aufgrund der Reglerstrategie (Gleichung(7.52)) lässt sich die Konduktanz G_{WR} und die Suszeptanz B_{WR} unabhängig vom Polradwinkel und der Drehzahl bestimmen. Mit Multiplikation des Betrags der Wechselrichterspannung können die Sollwerte des Wirk- und Blindstroms gebildet werden. Die Regelungsstruktur ist in Abbildung 7-8 dargestellt.

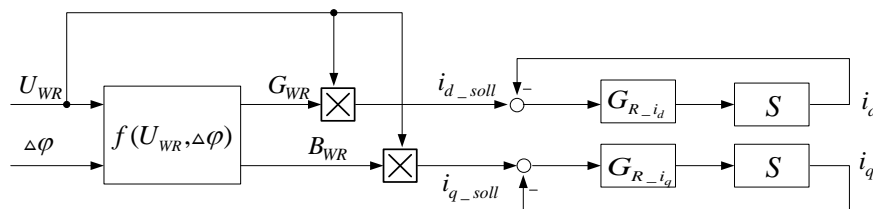


Abbildung 7-8: Struktur zur Dämpfung der Leistungsschwankung

7.5 Simulationsmodell und Forschungsergebnisse

7.5.1 Modellbeschreibung

Zur Untersuchung der Netzstabilität wird im Rahmen dieser Arbeit zuerst ein Untersuchungsmodell für das Energieversorgungssystem im Matlab/Simulink aufgebaut. In diesem Modell ist ein Drehstromgenerator über einen Transformator, Leitungen und eine Netzimpedanz mit dem starren Netz verbunden (Abbildung 7-3). Der Generator besteht aus einem elektrischen und einem mechanischen Teil. Im Vergleich zum mechanischen dynamischen Verhalten ist die Dynamik des elektrischen Teils relativ groß. Damit kann man die Ströme als quasi stationär ansehen. Somit kann ein dynamisches Generatormodell für die Bewegung des Polrades (Gleichung (7.33)) aufgestellt werden. Der oben erwähnte Kurzschluss wird im Modell durch ein Störungssignal realisiert. Wenn der Kurzschluss auftritt, beginnt der Rotor sich schneller zu drehen und damit beginnt der Polradwinkel zu schwingen. In Abbildung 7-9 stellt das Sprungsignal $\Delta\delta = 0.1\text{rad}$ die Störung durch den Kurzschluss dar. Der Sprung wird zum Zeitpunkt $t=2\text{s}$ zugeschaltet. Damit schwingt der Polradwinkel δ . Ebenfalls schwingen die Leistungen.

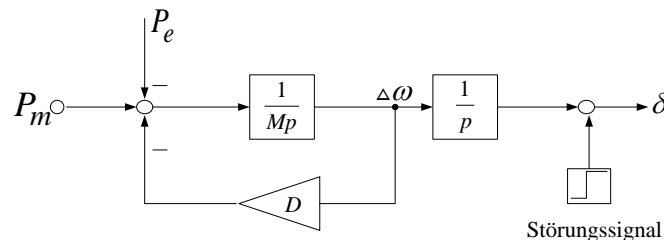


Abbildung 7-9: mechanische Dynamik des Generators

Abbildung 7-10 zeigt das Simulationsergebnis des Polradwinkels mit der Annahme, dass ein Sprungsignal ab dem Zeitpunkt $t=2\text{s}$ wirksam ist. Danach schwingt der Polradwinkel um den stationären Arbeitspunkt $\delta = 30.69^\circ$.

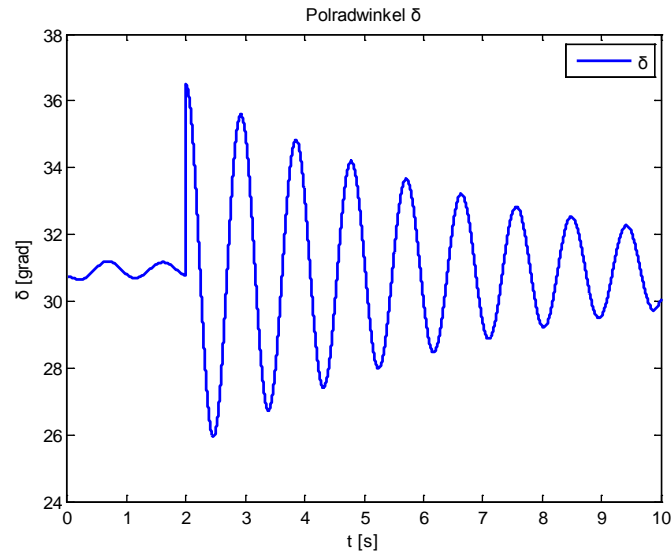


Abbildung 7-10: Polradwinkel δ mit dem Störungssignal $\Delta\delta$

Alle Netzelemente sind auf die 20kV-Spannungsebene bezogen. Die starre Netzspannung wird als Realzeiger in einem mit Netzfrequenz rotierenden Koordinatensystem definiert. Das heißt, dass die Spannung einen Phasenwinkel von Null Grad besitzt. Dann ist der Polradspannungszeiger um den Polradwinkel δ gegenüber der Netzspannung phasenverschoben [19]. Deswegen kann das Energieversorgungssystem mit zwei Netzquellen modelliert werden. Der parallele Wechselrichter wird im Modell durch eine gesteuerte Spannungsquelle realisiert. Das Simulationsmodell ist in Abbildung 7-11 dargestellt.

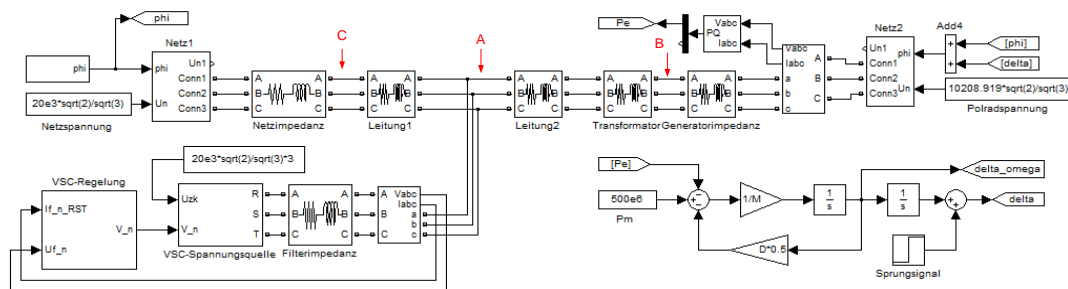


Abbildung 7-11: Simulationsmodell

7.5.2 Simulationsergebnisse

Die im Modell verwendeten Parameterwerte sind im Anhang angegeben. In der nachfolgenden Abbildung 7-12 sind die Verläufe der vom Generator abgegebenen Wirk- und Blindleistungen ohne zusätzliche Dämpfung dargestellt. Die in das starre Netz eingespeiste Wirkleistung beträgt im stationären Zustand 500 MW und die eingespeiste Blindleistung ist nahezu Null. Der Polradwinkelsprung beginnt ab dem Zeitpunkt $t=2\text{s}$ mit dem Wert 0.1 (Abbildung 7-10). Damit schwingt die Leistung ein.

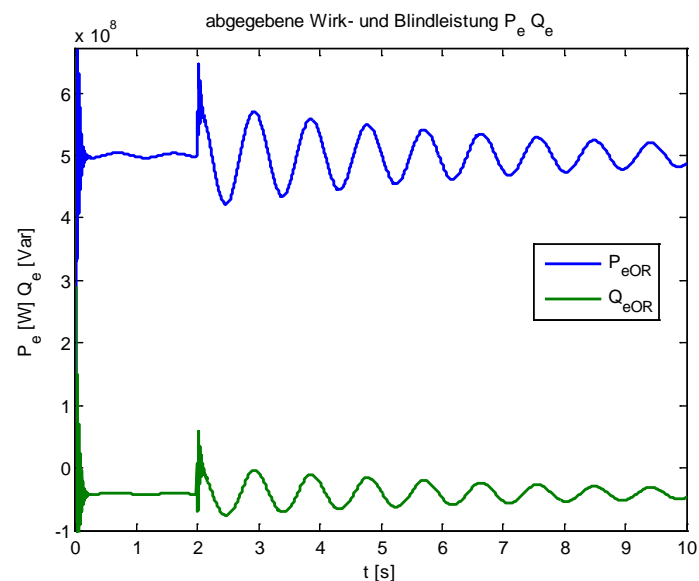


Abbildung 7-12: abgegebene Wirk- und Blindleistung vom Generator

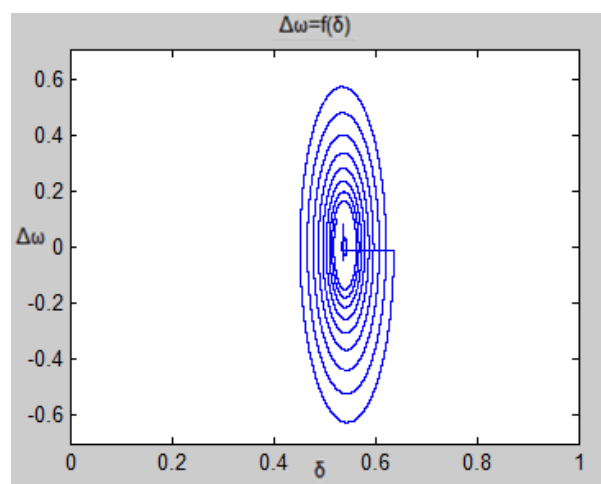


Abbildung 7-13: Zustandsbahnen von $\Delta\omega$ vom Polradwinkel δ ohne zusätzliche Dämpfung

Abbildung 7-13 zeigt die Zustandsbahnen, der Polradwinkel δ liegt in der x-Achse und $\Delta\omega$ in der y-Achse. Im stationären Zustand soll der Arbeitspunkt $\Delta\omega = 0, \delta = 0.5357 \text{ rad}$ bzw. $\delta = 30.69^\circ$ sein. In der Abbildung kann man erkennen, dass die Kurve nach dem Polradsprung langsam in den stationären Punkt zurückläuft. Damit bilden die Zustandsbahnen konzentrische Ellipsen um den stationären Arbeitspunkt. Abbildung 7-14 zeigt die am starren Netz aufgenommene Wirk- und Blindleistung. Wegen der Verluste in der Leitung, dem Transformator und der Netzimpedanz ist der Betrag der aufgenommenen Wirkleistung geringer als der Wert der abgegebenen Wirkleistung von 500MW. Die Blindwiderstände von Leitung, Transformator und Netz verursachen die Blindleistung.

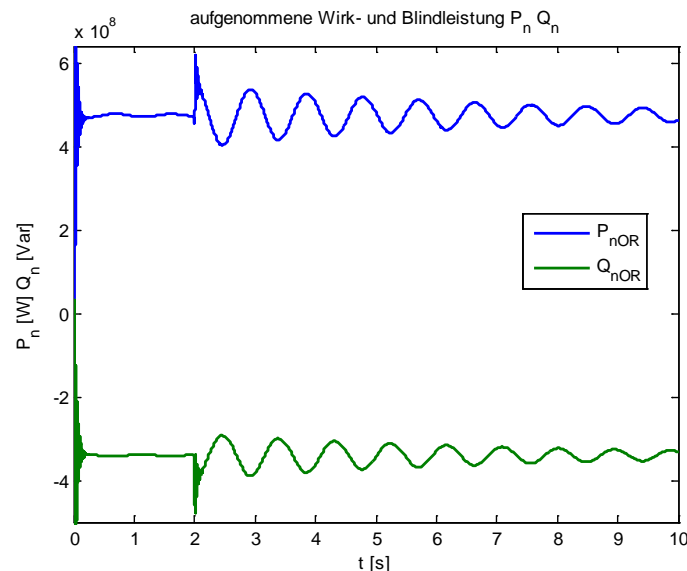


Abbildung 7-14: aufgenommene Wirk- und Blindleistung am starren Netz

Für die Realisierung der Leistungsdämpfung des elektrischen Energieversorgungssystems steht der steuerbare Wechselrichterstrom zur Verfügung. Im Abschnitt 7.2.2 wurde schon erwähnt, dass die Leistungsdämpfung von der Wechselrichteranschlussstelle abhängig ist. In Abbildung 7-11 sind die drei angenommenen Anschlussstellen rot gekennzeichnet.

1. Anschlusspunkt A: Der PCC-Punkt befindet sich quasi in der Mitte zwischen dem starren Netz und dem Generator. Aus der Berechnung folgt hier für $a=0.56$.

2. Anschlusspunkt B: Der Punkt B befindet sich generatornah.
3. Anschlusspunkt C: Der Punkt C befindet sich netznah.

7.5.2.1 Simulationsergebnisse am Anschlusspunkt A

Wie bereits erwähnt hat das Koeffizientenverhältnis (Formel (7.30)) bei $a=0.56$ den Wert 3. Demzufolge ist die Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung wirksamer als die durch die Blindleistungseinspeisung. Abbildung 7-15 zeigt die abgegebene Wirk- und Blindleistung mit und ohne zusätzliche Dämpfung. Die grüne Strichpunktlinie in (a) und die gelbe in (b) sind die Wirk- und Blindleistung bei Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung. Die rote Strichpunktlinie in (a) und pinkfarbene in (b) sind die Wirk- und Blindleistung bei Dämpfung der Blindleistungseinspeisung. Es ist eindeutig zu sehen, dass durch die Wirkleistungseinspeisung bei $a=0.56$ die vom Generator abgegebenen Leistungen gut gedämpft werden. Die Blindleistungseinspeisung führt auch zur Schwingungsdämpfung über einen längeren Zeitraum.

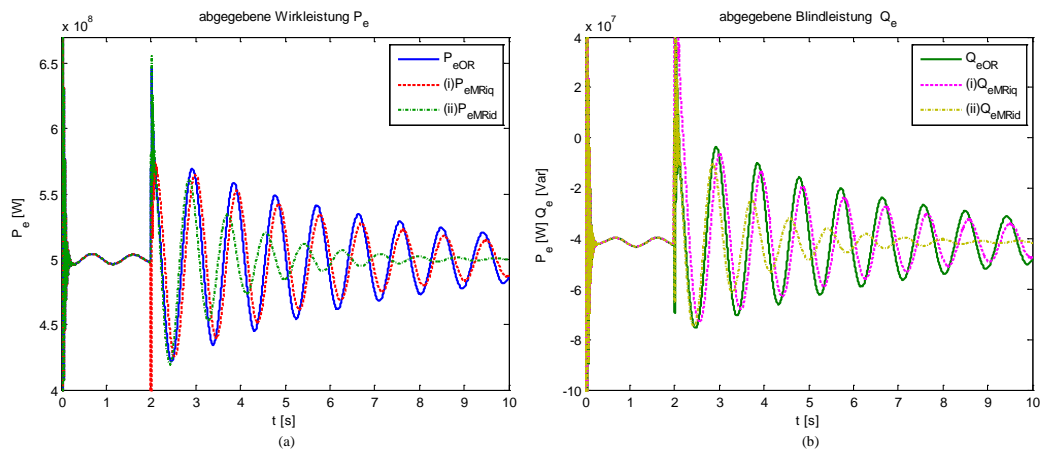


Abbildung 7-15: Vergleich der abgegebenen Wirk- und Blindleistung mit/ohne Dämpfung bei $a=0.56$ (i) bei Blindleistungseinspeisung und (ii) bei Wirkleistungseinspeisung

Die Zustandsbahnen laufen nach dem Polradwinkelsprung mit der zusätzlichen Wirkleistungseinspeisung schneller zum stationären Arbeitspunkt zurück. In Abbildung 7-16 (b) ist die Zahl der konzentrischen Ellipsen und damit der Schwingungsperioden geringer als die in (a).

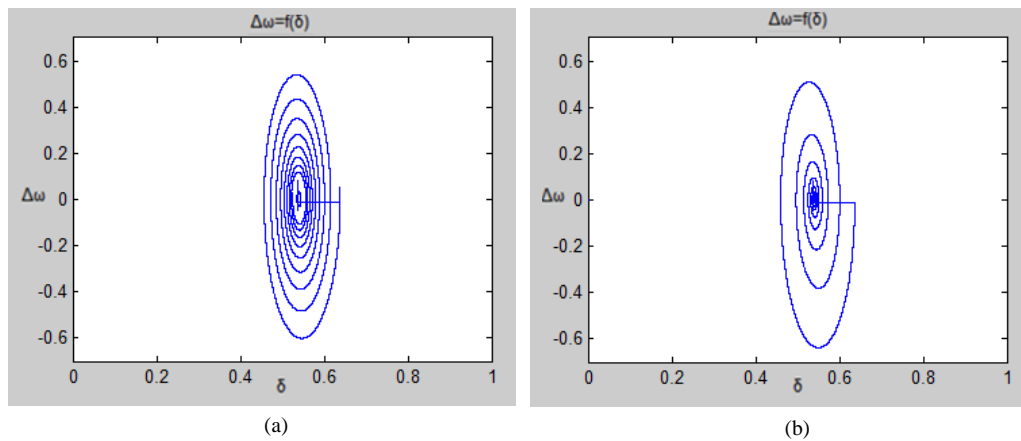


Abbildung 7-16: Zustandsbahnen der $\Delta\omega$ von dem Polradwinkel δ (a) mit der Blindleistungseinspeisung (b) mit der Wirkleistungseinspeisung bei $a=0.56$

7.5.2.2 Simulationsergebnisse am Anschlusspunkt B

Die beste Dämpfung wird erzielt, wenn die Wirkleistungseinspeisung generatornah erfolgt. Im Matlabmodell wird der Wechselrichter zwischen Ständer und Transformatorimpedanz gemäß Abbildung 7-11 in Punkt B angeschlossen. Damit hat a quasi den Wert Null. Die vom Wechselrichter gesteuerte Wirkleistung wird dort injiziert. Zusätzlich wird die Dämpfung durch die generatornahe Blindleistungseinspeisung in dieser Arbeit untersucht. In Abbildung 7-17 werden die Dämpfungsunterschiede einer Wirk- und Blindleistungsinjektion dargestellt. Die grüne Strichpunktlinie in (a) und die gelbe in (b) sind die abgegebenen Wirk- und Blindleistungen bei Dämpfung durch die generatornahe Blindleistungseinspeisung. Aus der Abbildung geht hervor, dass bei Wirkleistungseinspeisung die Leistungen (die rote Strichpunktlinie in (a) und pinkfarbene in (b)) schneller gedämpft werden. Damit ist in der Nähe des Generators die Dämpfung bei Wirkleistungseinspeisung wirksamer. Die Zustandsbahnen in der Abbildung 7-18 liefern den Nachweis, dass

mit der Wirkleistungseinspeisung die Leistungsschwingungen schneller gedämpft werden.

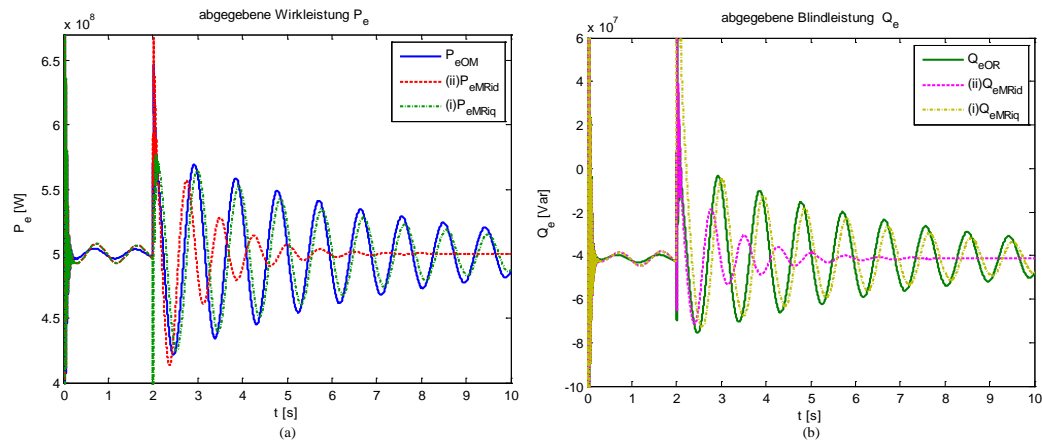


Abbildung 7-17: Vergleich der abgegebenen Wirk- und Blindleistung bei Dämpfung durch (i) die generatornahe Blindleistungseinspeisung und (ii) die generatornahe Wirkleistungseinspeisung

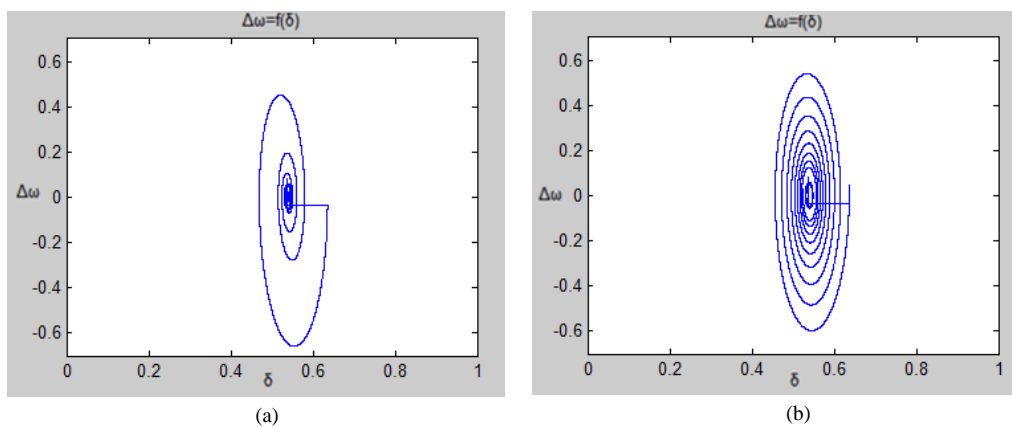


Abbildung 7-18: Zustandsbahnen von $\Delta\omega$ des Polradwinkels δ (a) bei generatornaher Wirkleistungseinspeisung (b) bei generatornaher Blindleistungseinspeisung

7.5.2.3 Simulationsergebnisse am Anschlusspunkt C

Der Anschlusspunkt C in Abbildung 7-11 befindet sich netznah. Wie aus Abbildung 7-7 hervorgeht, funktioniert die Dämpfung bei Wirkleistungseinspeisung an dieser

Stelle schlechter. Trotzdem ist die Dämpfung bei Wirkleistungseinspeisung in der Nähe vom Netz noch besser als die bei Blindleistungseinspeisung. In der nachfolgenden Abbildung 7-19 stellen die rote in (a) und die pinkfarbene Strichpunktlinie in (b) die Zeitverläufe der gedämpften abgegebenen Wirk- und Blindleistung durch die Wirkleistungseinspeisung dar. Es ist eindeutig zu sehen, dass in der Nähe vom Netz die Wirkung der Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung schlechter ist. Die Zustandsbahnen in Abbildung 7-20 (a) hat mehrere konzentrische Ellipsen. Das weist darauf hin, dass die Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung in der Nähe vom Netz nach dem Polradsprung nur langsam wieder in den stationären Zustand übergeht.

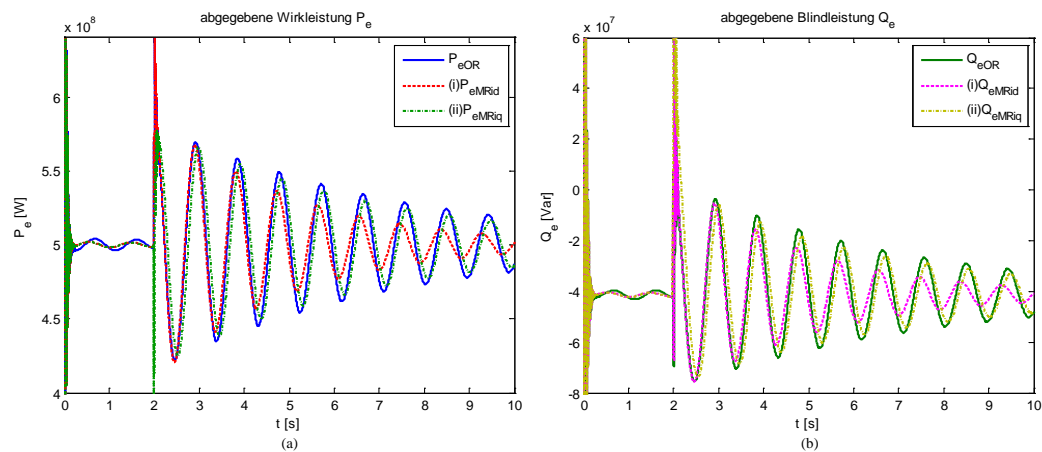


Abbildung 7-19: abgegebene Wirk- und Blindleistung im Vergleich bei Dämpfung durch (i) die netznahe Wirkleistungseinspeisung und (ii) die netznahe Blindleistungseinspeisung

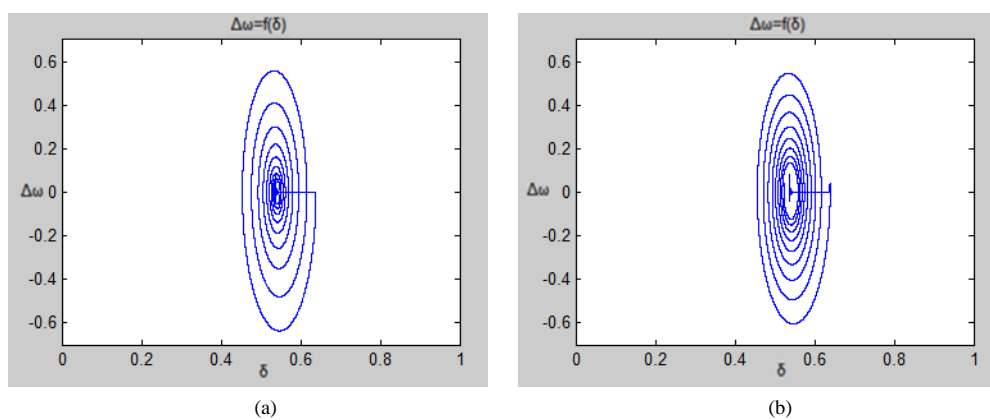


Abbildung 7-20: Zustandsbahnen von $\Delta\omega$ des Polradwinkels δ bei netznaher Wirkleistungseinspeisung (a) und bei netznaher Blindleistungseinspeisung (b)

In Abbildung 7-21 werden die Zeitverläufe der abgegebenen Wirkleistung bei Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung an den 3 unterschiedlichen Anschlussstellen dargestellt. Aus dem Vergleich kann man ersehen, dass die stärkste Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung erzielt wird, wenn sie generatornah ist.

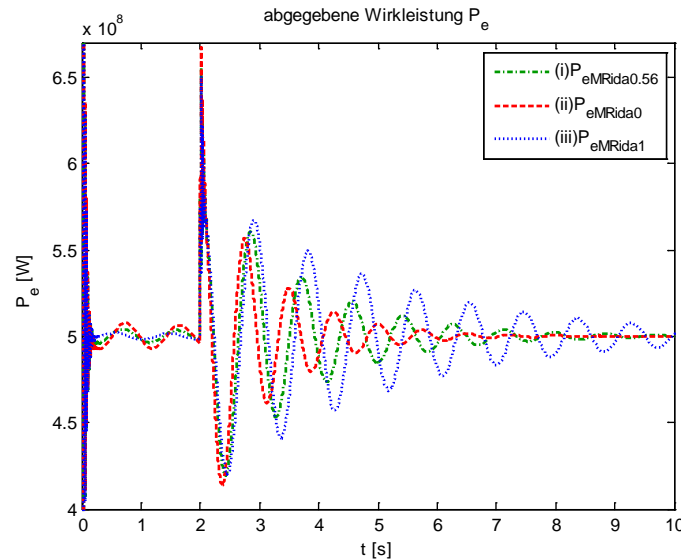


Abbildung 7-21: Vergleich der Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung bei verschiedenen Anschlussstellen

In den drei Untersuchungen werden die gleichen Regelparameter genutzt. Aus Abbildung 7-22 geht hervor, dass die maximale injizierte Wirkleistung generatornah (b) auftritt. Das Minimum der injizierten Wirkleistung ist bei der Dämpfung in der Nähe vom Netz vorhanden (c). Abbildung 7-23 (a) zeigt, dass die maximale injizierte Blindleistung auftritt, wenn sie an der Anschlussstelle A vorgenommen wird. Diese Simulationsergebnisse stimmen mit den Ergebnissen der zuvor angestellten theoretischen Überlegungen überein.

Der landseitige Wechselrichter wird am PCC-Punkt, d.h. an der Anschlussstelle A angeschlossen. Wenn die Dämpfung durch Wirkleistungseinspeisung mit Hilfe des landseitigen Wechselrichters durchgeführt wird, muss die Zusatzleistung der WKA berücksichtigt werden. Aufgrund der Baubedingung beträgt die Zusatzleistung der WKA 8% der Nennleistung. Die Nennleistung der WKA ist 400MVA. Aus Abbildung 7-22 (a) beträgt die maximale injizierte Wirkleistung pro 1Hz ungefähr 28MW und überschreitet nicht die Zusatzleistung von dem Wert 32MVA. Damit kann die Dämpfung durch die Wirkleistungseinspeisung theoretisch durchgeführt werden.

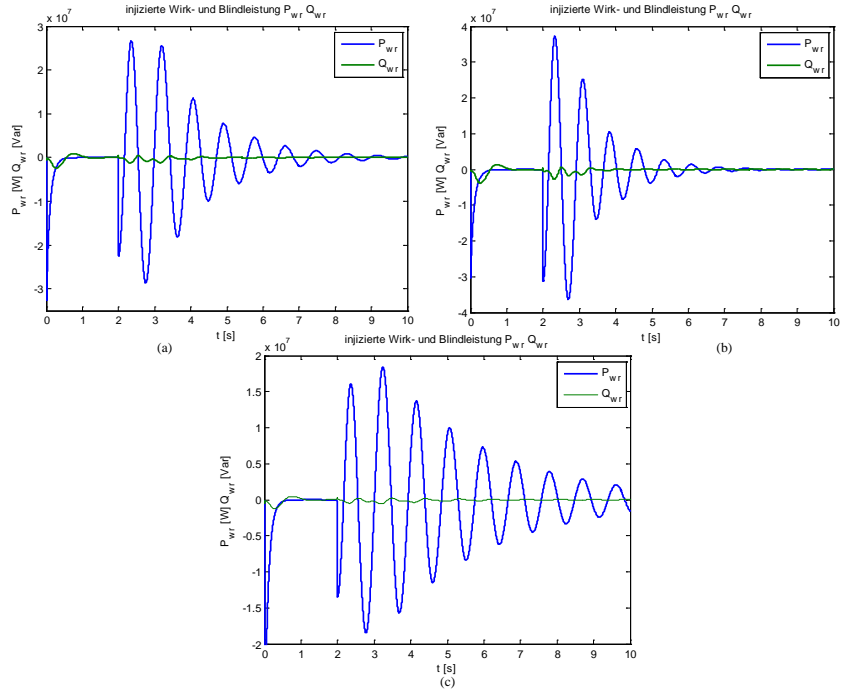


Abbildung 7-22: injizierte Wirkleistungen an 3 Anschlussstellen: Kurve (a) für die Stelle A: $a=0.56$, Kurve (b) für die Stelle B: generatornah und Kurve (c) für die Stelle C: netznah

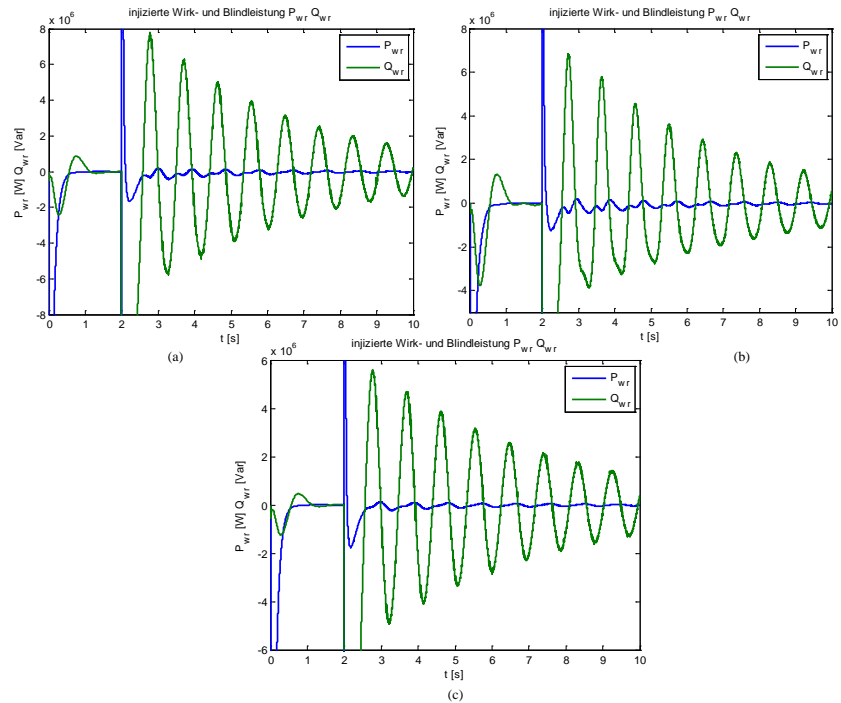


Abbildung 7-23: injizierte Blindleistungen an 3 Anschlussstellen: Kurve (a) für die Stelle A: $a=0.56$, Kurve (b) für die Stelle B: generatornah und Kurve (c) für die Stelle C: netznah

8 Zusammenfassung und Ausblick

Das in dieser Arbeit vorgestellte und den Untersuchungen zugrunde gelegte Energieversorgungssystem besitzt einen regenerativen Energieerzeuger (Windpark) und einen traditionellen Energieerzeuger. Die von dem Windpark erzeugte elektrische Energie wird durch die HGÜ in das Netz eingespeist. Parallel zu dem Windpark wird noch die von dem Drehstromgenerator erzeugte Energie in das Netz eingespeist.

Der Offshore-Wechselrichter kann auch als der seeseitige Inselnetzwechselrichter betrachtet werden. Zur Regelung der Spannungen an den Filterkondensatoren wird eine Kaskadenregelung mit unterlagerter Stromregelung in d-q-Koordinaten vorgeschlagen. Die d- und q-Komponente in der Regelstrecke sind miteinander gekoppelt. Zur Verbesserung der Dynamik kann ein Entkopplungsregler eingesetzt werden. Im Abschnitt 2.2.2 wird gezeigt, dass die Entkopplung grundsätzlich als Reihen- oder Parallelentkopplung vorgenommen werden kann. Weiter wird eine Regelungssynthese in Zylinder-Koordinaten vorgestellt. In diesem Koordinatensystem lässt sich nur ein Entkopplungsregler für die Verkopplungen dimensionieren. Weil die Verkopplungen zwischen den Hauptstrecken stark nichtlinear sind, besitzen sie einen erheblichen Einfluss auf die Dynamik der Regelstrecke.

Analog zum Regelungsverfahren des Offshore-Wechselrichters ist auch die Regelungsstruktur des Onshore-Wechselrichters kaskadenförmig. Der Wirkstromsollwert der inneren Stromregelung wird durch die überlagerte Zwischenkreisspannungsregelung bereitgestellt. Die Sollwertberechnung durch diesen Regler erfolgt dabei so, dass die Zwischenkreisspannung auch dynamisch nicht allzu stark von dem vorgegebenen Spannungssollwert abweicht. Zum Wechselrichterschutz gehört der durch die Strombegrenzungsregelung (anti-windup) realisierte Schutz der Wechselrichter. Damit kann eine nicht allzu dynamische Überschreitung des Wechselrichternennstroms sicher vermieden werden.

Bei einem Netzspannungseinbruch steigt die transiente Zwischenkreisspannung infolge der Strombegrenzungsregelung über den Nennwert an. Zum Schutz der

Überspannung der Zwischenkreiskapazität des Onshore-Wechselrichters wird mit einem DC-Chopper ein zusätzlicher Strompfad geschaffen.

Die WKA für Offshore-Windparknetze kann mit speziellen Kennlinien nachgebildet werden. Damit müssen der Wirk- und Blindstrom der WKA durch die Kennlinien in Abhängigkeit von der Netzfrequenz bzw. der Netzspannung eingestellt werden.

Die WKA kann durch eine einfache Stromquelle simuliert werden, wenn die netzseitige Stromregelung der WKA über eine hinreichend hohe Dynamik verfügt. Für die vertiefende Untersuchung wurde das WKA-Modell mit einer komplett ausgeführten Netzstromregelung und mit einem Wechselrichtermittelwertmodell als Stellglied modelliert. Der optional einstellbare Blindstromsollwert erfolgt wahlweise durch einen überlagerten Spannungsbetragsregler oder durch einen Blindleistungsregler.

Zur Untersuchung der Stabilität des seeseitigen Inselnetzes wurden zwei Möglichkeiten untersucht. Der Einfluss einer Dynamikänderung der Spannungsregelung des Inselnetzwechselrichters auf die geregelte PCC-Spannung erfolgt durch Veränderung der Werte der Reglerparameter. Das andere Dynamikproblem entsteht bei der Parallelschaltung mehrerer identisch angenommener Windkraftanlagen. Die Dynamik der Spannungsamplitudenregelung wird mit einer wachsenden Anzahl von an das Inselnetz angeschlossenen Windkraftanlagen langsamer. Mit der Blindleistungsregelung können die Spannungsamplitude und die Blindleistung am PCC bei zunehmender Zahl angeschlossener Windkraftanlagen stabilisiert werden.

Die vom Generator erzeugte elektrische Energie wird durch Transformator und Leitung ins Netz eingespeist. Zur Netzstabilitätsuntersuchung des Energieversorgungssystems wurde die Dämpfung der Leistungsschwingung bei Auftritt eines Kurzschlusses untersucht. Der gesteuerte landseitige Wechselrichter der HGÜ wurde dabei als das parallele Netzwerkelement betrachtet, um die Wirkleistungsschwankung zu dämpfen. Dieses System wurde mit Hilfe von nichtlinearen Zustandsgleichungen mathematisch beschrieben. Anhand des Versuchsnetzmodells wurde festgestellt, dass die mittels Wechselrichter erfolgte Dämpfung bei Wirkleistungsinjektion wirksamer ist als die bei

Blindleistungsinjektion. Die Dämpfung bei Wirkleistungsinjektion ist merklich größer. Die Leistungsinjektion wurde an drei unterschiedlichen Anschlussstellen des Wechselrichters durchgeführt. Die beste Dämpfung durch die Wirkleistungsinjektion tritt auf, wenn sich der Wechselrichter in der Nähe des Generators befindet.

Zur weiteren vertiefenden Untersuchung müsste ein leistungsfähigeres Netzmodell mit erweiterter Zahl an Parametern verwendet werden. Die Dämpfung der Wirkleistungsschwingungen bei Leistungsinjektion ist zusätzlich abhängig von den Netzparametern. Die Dämpfung bei Blindleistungsinjektion kann ebenfalls noch vertiefend untersucht werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurden das HGÜ-Modell und das Netzstabilitätsmodell wegen der Rechnerhardware getrennt simuliert. Mit verbesserter Rechnerhardware lassen sich die Grenzen des Simulationsmodells erweitern. Des Weiteren kann durch Implementierung der Dämpfungsstrukturen in das HGÜ-Gesamtmodell ein tieferer Einblick in die gesamte Systemdynamik erhalten werden.

9 Anhang

9.1 Technische Daten

9.1.1 Netz

Nennspannung	$U_N = 380kV$
Kurzschlussleistung	$S_K'' = 5GVA$
Impedanzverhältnis	$R_N/X_N = 0,1$

9.1.2 Transformator

Windenergieanlagetransformator

Schaltgruppe	Yy0
Nennbauleistung	$S_{nT} = 400MVA$
relative Kurzschlussspannung	$u_k = 15\%$
Kurzschlussverlustleistung	$P_{VK} = 175kW$
Windungszahlverhältnis OS/US	$\ddot{u}_0 = 150/33$
ohmscher Widerstand der OS-Wicklung	$R_{T@150kV} = 12,305m\Omega$
Streuinduktivität der OS-Wicklung	$L_{T@150kV} = 26,857mH$
ohmscher Widerstand der US-Wicklung	$R_{T@33kV} = 5,9555 \cdot 10^{-7} \Omega$
Streuinduktivität der US-Wicklung	$L_{T@33kV} = 1,2999mH$
Erdwiderstand	$R_{Erde@33kV} = 17,3\Omega$

seeseitiger Transformator

Schaltgruppe	Yy0
Nennbauleistung	$S_{nT} = 400MVA$
relative Kurzschlussspannung	$u_k = 12\%$
Kurzschlussverlustleistung	$P_{VK} = 150kW$
Windungszahlverhältnis OS/US	$\ddot{u}_0 = 195 / 150$
ohmscher Widerstand der OS-Wicklung	$R_{T@195kV} = 17,824m\Omega$
Streuinduktivität der OS-Wicklung	$L_{T@195kV} = 36,311mH$
ohmscher Widerstand der US-Wicklung	$R_{T@150kV} = 10,547m\Omega$
Streuinduktivität der US-Wicklung	$L_{T@150kV} = 21,486mH$

landseitiger Transformator

Schaltgruppe	Yy0
Nennbauleistung	$S_{nT} = 400MVA$
relative Kurzschlussspannung	$u_k = 15\%$
Impedanzverhältnis	$R/X = 1/20$
Windungszahlverhältnis OS/US	$\ddot{u}_0 = 380 / 195$
ohmscher Widerstand der OS-Wicklung	$R_{T@380kV} = 2,702\Omega$
Streuinduktivität der OS-Wicklung	$L_{T@380kV} = 0,172H$
ohmscher Widerstand der US-Wicklung	$R_{T@195kV} = 713m\Omega$
Streuinduktivität der US-Wicklung	$L_{T@195kV} = 45,4mH$

generatorseitiger Transformator

Schaltgruppe	Yy0
Nennbauleistung	$S_{nT} = 620MVA$
relative Kurzschlussspannung	$u_k = 12\%$
Ohmscher Nenn-Spannungsfall	$u_r = 0,2\%$
Windungszahlverhältnis OS/US	$\ddot{u}_0 = 380/20$
ohmscher Widerstand der OS-Wicklung	$R_{T@380kV} = 0,46569\Omega$
Streuinduktivität der OS-Wicklung	$L_{T@380kV} = 0,08895H$
ohmscher Widerstand der US-Wicklung	$R_{T@20kV} = 1,29 \cdot 10^{-3}\Omega$
Streuinduktivität der US-Wicklung	$L_{T@20kV} = 2,464 \cdot 10^{-4}H$

9.1.3 HVDC-Anlage

Offshore- und Onshore-Wechselrichter

Nennspannung	$U_{WR} = 195kV$
Nennleistung	$S_{nWR} = 400MVA$
Filterwiderstände	$R_{f_S} = R_{f_N} = 75m\Omega$
Filterinduktivität	$L_{f_S} = L_{f_N} = 45,4mH$
Lastkapazität	$C_L = 10\mu F$

DC-Kabel

Betriebskapazität	$C'_K = 0,302\mu F/km$
Betriebsinduktivität	$L'_K = 0,1\mu H/km$
Gleichstromwiderstand	$R'_K = 18,3m\Omega/km$
Länge	$l_{DC} = 300km$

Schutzelemente

Smoothinginduktivität	$L = 8mH$
Smoothingwiderstand	$R = 25,1m\Omega$
DC-Chopper-Widerstand	$R_{DC-Chopper} = 300\Omega$

Zwischenkreis des netzseitigen Wechselrichters

Kapazität	$C_{ZK_N} = 70\mu F$
-----------	-----------------------

9.1.4 Seeseitiges Netz

Windenergieanlage

Nennspannung	$U_{nW} = 33kV$
Nennleistung	$S_{nW} = 400MVA$
Filterwiderstand	$R_{f_WEA} = 2,148m\Omega$
Filterinduktivität	$L_{f_WEA} = 1,3002mH$

AC-Kabel

Nennspannung	$U_N = 150kV$
Nennstrom	$I_N = 0,962kA$
Frequenz	$f_N = 50Hz$
Wechselstromwiderstand des Mitsystems	$R' = 0,025\Omega/km$
Betriebsinduktivität des Mitsystem	$L' = 3,9152 \cdot 10^{-4} H/km$
Betriebskapazität des Mitsystem	$C' = 2,430 \cdot 10^{-7} F/km$
Wechselstromwiderstand des Nullsystems	$R'_0 = 0,074\Omega/km$
Betriebsinduktivität des Nullsystem	$L'_0 = 1,8462 \cdot 10^{-4} H/km$

Betriebskapazität des Nullsystem	$C'_0 = 2,430 \cdot 10^{-7} \text{ F/km}$
Länge	$l_{AC} = 50 \text{ km}$

9.1.5 Drehstromsynchrongenerator

Nennleistung	$S_G = 600 \text{ MVA}$
Nennspannung	$U_G = 20 \text{ kV}$
Polradspannung	$U_P = 10208,919 \text{ V}$
Nennfrequenz	$f_N = 50 \text{ Hz}$
Transientreaktanz	$x'_d = 0,15 \text{ p.u}$
Impedanzverhältnis	$R/X = 0,1$
Drehimpuls	$M = 19,098 \cdot 10^6 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$
Dämpfungskonstante	$D = 3,82 \cdot 10^6 \text{ Nm} \cdot \text{s}$
Trägheitskonstante	$H = 5 \text{ s}$

9.1.6 Leitung

Nennspannung	$U_N = 380 \text{ kV}$
Nennfrequenz	$f_N = 50 \text{ Hz}$
Wechselstromwiderstand	$R' = 0,03 \Omega/\text{km}$
Betriebsinduktivität	$L' = 7,958 \cdot 10^{-4} \text{ H/km}$

10 Literaturverzeichnis

- [1]: M. R. Banaei, N. Taheri: HVDC Based Damping Controllers for Power System Stability, 31st Telecommunications Energy Conference 2009, pp. 1-6
- [2]: D. K. Chaturvedi, O. P. Malik, P. K. Kalra: Performance of a Generalized Neuron Based PSS in a Multimachine Power System, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, 2004, pp. 625-632
- [3]: S. H. Li, T. A. Haskew, L. Xu: Control of HVDC light system using conventional and direct-current vector control approaches, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.25, 2010, pp. 3106-3318
- [4]: R. H. Song, C. Zheng, R M. Li, X. X. Zhou: VSCs based HVDC and its control strategy, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Asia and Pacific, 2005, pp. 1-6
- [5]: Y. Wang, S. Z. Zhao, H. F. Cheng: Dynamic model and control of voltage source converter based HVDC, Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific, pp. 1-5
- [6]: W. Kleinkauf, B. Burger, P. Zacharias: Nutzung von Stromrichtern für die dezentrale Energieversorgung, Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 99
- [7]: K. Ibrahima, C. Y. Zhao: Integration of wind farm into power system using VSC-HVDC transmission system, 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) 2011, pp. 477-484
- [8]: S. M. Mueeen, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura: Integration of hydrogen generator into wind farm interconnected HVDC system, PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, pp. 1-7
- [9]: T. Ellinger.: Entwicklung eines hybriden Kompensatorkonzeptes für einen Drehstromlichtbogenofen, Dissertation, Oktober 2003, Technische Universität Ilmenau

- [10]: H. Koettnitz, H. Pundt: Mathematische Grundlagen und Netzparameter, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1968
- [11]: Y. Y. Ma: Implementierung von Oberschwingungsreglern für einen vierphasigen Wechselrichter mit Oberschwingungsbelastetem Neutralleiter, Diplomarbeit Oktober 2008, Technische Universität Ilmenau
- [12]: Y. Y. Ma, T. Ellinger, J. Petzoldt: Implementation of harmonic control for a 3-phase 4-wire inverter with harmonic-loaded neutral, 14th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2011), pp. 1-10
- [13]: K. Reinisch: Analyse und Synthese kontinuierlicher Regelungs- und Steuerungssysteme, 3., unveränd. Aufl.-Berlin, Verlag Technik, 1996
- [14]: O. Föllinger: Regelungstechnik Einführung in die Methoden und ihre Anwendung, 10., durchgesehene Auflage Hüthig Verlag Heidelberg 2008
- [15]: Anforderungen an seeseitige Netzanschlüsse an das Netz der E. On Netz, E. ON Netz GmbH, Bayreuth 1. April 2008
- [16]: J. Machowski: power system dynamics stability and control, Second Edition, John Wiley & Sons, Ltd., 2008
- [17]: H. F. Wang: Phillips-Heffron model of power systems installed with STATCOM and applications, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings 1999, Vol. 146, pp. 521-527
- [18]: D. Blume, J. Schlabbach, Th. Stephanblome: Spannungsqualität in elektrischen Netzen, Berlin, VDE-Verlag, 1999
- [19]: V. Crastan: Elektrische Energieversorgung 1, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2000
- [20]: S. Amara, H. A. Hsan: Power system stability improvement by FACTS devices: a comparison between STATCOM, SSSC and UPFC, 1th International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology 2012, pp. 360-365

- [21]: M. Beza, M. Bongiorno: Power Oscillation Damping Controller by Static Synchronous Compensator with Energy Storage, Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2011 IEEE, pp. 2977-2984
- [22]: K. Göldner: Nichtlineare Systeme der Regelungstechnik, 2., stark bearbeitete Auflage, VEB Verlag Technik, Berlin, 1983
- [23]: L. Ängquist, B. Lundin, J. Samuelsson: Power oscillation damping using controlled reactive power compensation a comparison between series and shunt approaches, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, 1993, pp. 687-700
- [24]: H. Saghaei, H. Karshenas, A. Bakhshai, P. Jain: Power oscillation damping in standalone microgrids using integrated series compensator, Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012, pp. 1940-1945
- [25]: S.N. Dhurvey, V.K. Chandrakar: Optimized POD in coordination with UPFC for damping of power system oscillations, 43rd International Universities Power Engineering Conference, 2008, pp. 1-5
- [26]: C. Rehtanz, J. Hanson, S.G. Johansson: Netzverstärkungen und offshore-Anbindungen mit selbstgeführten HGÜ, VDE-Kongress, Berlin, 2004
- [27]: S.M. Mueen, R. Takahashi, J.J. Tamura, Operation and control of HVDC-connected offshore wind farm, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 1, 2010, pp. 30-37
- [28]: S.H. Li, T.A. Haskew, L. Xu: Control of HVDC light system using conventional and direct-current vector control approaches, IEEE Transactions on Power Electronics 2010, Vol. 25, pp.3106-3118
- [29]: G.K. Li, G.P. Ma, C.Y. Zhao, G.Y. Li: Research of nonlinear control strategy for VSC-HVDC system based on lyapunov stability theory, 3th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008, pp. 2187-2191
- [30]: G. Müller, B. Ponick, Grundlagen elektrischer Maschinen, 9., völlig neu bearbeitete Auflage, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2006

11 Verzeichnis der verwendeten Symbole und Abkürzungen

11.1 Verzeichnis der verwendeten Symbole

i_d	d-Komponente des Windparkquellstroms
i_q	q-Komponente des Windparkquellstroms
u_d	d-Komponente der netzseitigen Spannung der WEA
u_q	q-Komponente der netzseitigen Spannung der WEA
p	zeitliche Wirkleistung der Grundschiwingung
$u_{C_{L_R}}$	Lastkondensatorspannung der Phase R
$u_{C_{L_S}}$	Lastkondensatorspannung der Phase S
$u_{C_{L_T}}$	Lastkondensatorspannung der Phase T
i_{f_sR}	Filterstrom des seeseitigen Wechselrichters der Phase R
i_{f_sS}	Filterstrom des seeseitigen Wechselrichters der Phase S
i_{f_sT}	Filterstrom des seeseitigen Wechselrichters der Phase T
$[T_{MT}]$	Modaltransformationsmatrix
$[T_{MT}]^{-1}$	invertierte Modaltransformationsmatrix
\underline{v}_{MT}	transformierte Systemgröße
φ_{PLL}	Referenzwinkel
φ	Phasenwinkel
R_{f_S}	Filterwiderstand des seeseitigen Wechselrichters
L_{f_S}	Filterinduktivität des seeseitigen Wechselrichters
C_L	Kapazität des Lastkondensators
$i_{f_s_d}$	d-Komponente des seeseitigen Filterstroms
$i_{f_s_q}$	q-Komponente des seeseitigen Filterstroms
$u_{WR_s_d}$	d-Komponente der seeseitigen Wechselrichterspannung

$u_{WR_S_q}$	q-Komponente der seeseitigen Wechselrichterspannung
$u_{C_{Ld}}$	d-Komponente der Lastkondensatorspannung
$u_{C_{Lq}}$	q-Komponente der Lastkondensatorspannung
$\Delta \vec{u}_{f_S}$	Raumvektor der Filterspannung auf der seeseitigen Filterimpedanz
\vec{i}_{f_S}	Raumvektor des seeseitigen Wechselrichterfilterstroms
\vec{u}_{WR_S}	Raumvektor der seeseitigen Wechselrichterspannung
U_{ZK_S}	seeseitige Zwischenkreisspannung
$[R(p)]$	Reglermatrix
$[S(p)]$	Streckenmatrix
$[\tilde{R}_E(p)]$	Entkopplungsregler
$[D_0(p)]$	Diagonalmatrix
$[R_E(p)]$	Entkopplungsreglermatrix
V_{M3}	Supersinus der Modulationsspannung
\hat{V}_M	Amplitude der Modulationsspannung
v	Ausbreitungsgeschwindigkeit
R_{f_N}	Filterwiderstand des landseitigen Wechselrichters
L_{f_N}	Filterinduktivität des landseitigen Wechselrichters
\vec{i}_{f_N}	Raumvektor des landseitigen Wechselrichterfilterstroms
\vec{u}_{WR_N}	Raumvektor der landseitigen Wechselrichterspannung
U_{ZK_N}	landseitige Zwischenkreisspannung
C_{ZK_N}	landseitige Kapazität des Zwischenkreiskondensators
i_{ZK_N}	landseitiger Zwischenkreisstrom
i_{ZK}	landseitiger Kapazitätsstrom
i_{WR_N}	landseitiger Wechselrichterstrom
$i_{f_N_d}$	d-Komponente des landseitigen Filterstroms
$i_{f_N_q}$	q-Komponente des landseitigen Filterstroms
\vec{u}_F	Raumvektor der landseitigen Filterspannung

V_d	d-Komponente der Modulationsspannung
V_q	q-Komponente der Modulationsspannung
$G_0(p)$	Übertragungsglied der offenen Schleife
$R_{DC-Chopper}$	DC-Chopper-Widerstand
K_R	Verstärkung des Reglers
T_n, T_i	Zeitkonstante des Reglers
T_t	Totzeit
e	Regelabweichung
P	verfügbare Wirkleistung der WKA
P_{Wind}	gelieferte Nennwirkleistung von Windpark
Q_{Wind}	gelieferte Nennblindleistung von Windpark
S_k	Kurzschlussleistung
f_{Netz}	Netzfrequenz
U_N	Nennspannung
ΔP	Leistungsreduktion
ΔU	Spannungsänderung
f_T	Interruptzyklus
\vec{i}_{WKA_Ist}	Raumvektor des gemessenen Stroms der WKA
$i_{WKA_Soll_d}$	d-Komponente des Stromsollwertes der WKA
$i_{WKA_Soll_q}$	q-Komponente des Stromsollwertes der WKA
$i_{WKA_Ist_d}$	d-Komponente des Stromistwertes der WKA
$i_{WKA_Ist_q}$	q-Komponente des Stromistwertes der WKA
\vec{u}_{WKA}	Raumvektor der gesteuerten Spannung der WKA
R_{f_WKA}	Filterwiderstand der WKA
L_{f_WKA}	Filterinduktivität der WKA
u_{PCC_RST}	dreiphasige Spannungen am PCC
\hat{U}_{PCC}	Amplitude der PCC-Spannung
P_{PCC}	Wirkleistung am netzseitigen PCC der WKA

q_{PCC}	Blindleistung am netzseitigen PCC der WKA
p_{WKA}	eingelieferte Wirkleistung der WKA
q_{WKA}	eingelieferte Blindleistung der WKA
\vec{u}_N	Raumvektor der starren Netzspannung
\vec{u}_{WR}	Raumvektor der Wechselrichterspannung
\vec{i}_{WR}	Raumvektor des Wechselrichterstroms
\vec{i}_S	Raumvektor des Ständerstroms
\vec{i}_N	Raumvektor des Netzstroms
\vec{u}_P	Raumvektor der Polradspannung
\vec{u}_S	Raumvektor der Ständerspannung des Generators
R_S	Ständerwiderstand des Generators
L_S	Ständerinduktivität des Generators
R_T	Transformatorwiderstand
L_T	Transformatorinduktivität
R_L	Leitungswiderstand
L_L	Leitungsinduktivität
R_N	Netzwiderstand
L_N	Netzinduktivität
X	Impedanz
\underline{S}_{10}	komplexe Größe der stationären Scheinleistung
\underline{U}_P	komplexe Größe der Polradspannung
\underline{U}_N	komplexe Größe der Netzspannung
\underline{U}_{WR}	komplexe Größe der Wechselrichterspannung
\underline{U}_{ers}	komplexe Größe der Ersatzspannung
\underline{I}_S	komplexe Größe des Ständerstroms
\underline{I}_S^*	konjugierte komplexe Größe des Ständerstroms
δ	Polradwinkel

$\Delta\delta$	Sprungsignal
P_{10}	stationäre vom Generator abgegebene Wirkleistung
Q_{10}	stationäre vom Generator abgegebene Blindleistung
P_m	mechanische Leistung
P_e	elektrische Leistung
M_m	mechanisches Drehmoment
M_D	Dämpfungs-drehmoment
M_i	inneres Drehmoment
J	Trägheitsmoment
E_k	kinetische Energie
E_p	potentielle Energie
ω_0	synchrone Frequenz
ω	Drehzahl des Synchrongenerators
$\Delta\omega$	Abweichung von der Synchronfrequenz
P_p	Polpaarzahl
D_d	Dämpfungskoeffizient
X_k	Kurzschlussimpedanz
\underline{Y}_{WR}	Admittanz
G_{WR}	Konduktanz
B_{WR}	Suszeptanz
$\Delta\underline{S}_{10}$	komplexe Größe der Scheinleistungsänderung
ΔP_{10}	Wirkleistungsänderung
ΔQ_{10}	Blindleistungsänderung
M	Drehimplus

11.2 Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen

HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
EES	Elektroenergiesystem
HVDC	High Voltage Direct Current
EPS	Electrical Power System
SVC	Blindleistungskompensator
PLL	Phase-locked Loop
RV-ZDGL	Raumvektor-Zustandsdifferentialgleichungen
ESB	Ersatzschaltbild
VSC	Voltage Source Converter
WKA	Windkraftanlage
ITAE	Integralkriterium
PCC	Point of Common Coupling
SG	Synchrongenerator
FACT	flexible AC transmission
STATCOM	Static synchronous compensator
pu	per unit